



TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO EÓLICA NO FLUXO DE CARGA EM UM
SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA**

GIOVANNI LUCAS MOREIRA DOS SANTOS

Brasília, Julho de 2016

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO EÓLICA NO FLUXO DE CARGA EM UM
SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA**

Giovanni Lucas Moreira dos Santos

Brasília-DF

2016

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO EÓLICA NO FLUXO DE CARGA EM UM
SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA**

GIOVANNI LUCAS MOREIRA DOS SANTOS

**MONOGRAFIA SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA
ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE
BRASÍLIA COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A
OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.**

APROVADA POR:

Prof. Francisco Damasceno Freitas, Dr. (ENE-UnB)

(Orientador)

Prof. Luís Filomeno de Jesus Fernandes, Dr. (FGA/UnB)

(Examinador Interno)

Profa. Patrícia de Oliveira Freitas Borin, Mestre (Eletronorte)

(Examinadora Externo)

Brasília, 08 de julho de 2016

FICHA CATALOGRÁFICA

GIOVANNI LUCAS MOREIRA DOS SANTOS

Análise do Impacto da Geração Eólica no Fluxo de Carga em um Sistema Elétrico de Potência [Distrito Federal] 2016.

xiv, 77p., 297 mm (FT/UnB, Departamento de Engenharia Elétrica, 2016). Trabalho de Graduação – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

1.Fluxo de Potência

2.Geração Eólica

3.Comportamento Estocástico do Vento

4.Simulações de Monte Carlo

I. Elétrica/FT/UnB

II. Título(série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

SANTOS, G.L.M. (2016). Análise do Impacto da Geração Eólica no Fluxo de Carga no Sistema Elétrico de Potência. Trabalho de Graduação em Engenharia Elétrica, Publicação FT.TCC , Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 77p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Giovanni Lucas Moreira dos Santos.

TÍTULO DO TRABALHO DE GRADUAÇÃO: Análise do Impacto da Geração Eólica no Fluxo de Carga no Sistema Elétrico de Potência.

GRAU: Engenheiro

ANO: 2016

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias deste Trabalho de Graduação e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desse Trabalho de Graduação pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Giovanni Lucas Moreira Dos Santos

Quadra SCEN trecho 1 conjunto 36 condomínio ilhas do lago bloco b apartamento 411 – 70800-110 Brasília – DF – Brasil.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos que me apoiaram ao longo de toda minha graduação.

A Deus por ter me dado saúde e força para superar as dificuldades.

À minha família pelo apoio e suporte que me deram. E por terem sido a base para que que esse sonho se tornasse realidade.

Aos meus pais, Alessandro e Iolanda, especialmente, por serem meus grandes exemplos e apoiadores.

Ao meu amor, Jéssica, pela compressão, carinho e amor nesses anos.

Ao meus professores pelos ensinamentos. Em especial, meu orientador, Damasceno Freitas, por ter contribuído com a minha formação acadêmica.

Aos meus colegas UnB, em especial ao Diego, Marcos e Henrique pela amizade e contribuições.

Giovanni Lucas Moreira dos Santos

RESUMO

O presente trabalho visa avaliar o impacto da inserção de usina eólica em um sistema de potência que opera em corrente alternada. O principal objetivo é estudar a influência da geração eólica sob o ponto de vista de influência na rede elétrica como um todo, sob o aspecto estático. Com esta finalidade, modela-se a rede para análise de fluxo de carga. Neste estudo, a usina eólica é representada, em uma barra coletora, por uma carga negativa equivalente com fator de potência unitário. A natureza estocástica do vento e consequentemente a sua influência na potência da usina eólica é simulada levando-se em conta uma distribuição de probabilidade de Weibull. A Simulação de Monte Carlo é empregada para avaliar o impacto da potência nas interligações, na barra swing e o impacto sobre as tensões do sistema. O trabalho apresenta ainda definições básicas para o adequado conhecimento de uma fazenda eólica. Simulações em um sistema de potência de 9 barras e outro de 30 barras são realizadas visando ilustrar o impacto de uma usina eólica sobre o sistema como um todo. Todas as simulações são realizadas no programa Matpower, o qual mostrou-se apropriado, mediante modificações, para inserção da usina eólica e modelagem da função de distribuição de probabilidade adotada.

Palavras-chaves: Fluxo de Carga, Método de Newton-Raphson, Geração Eólica, Distribuição de *Weibull*, simulação de Monte Carlo.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1 Contextualização do Tema	1
1.2 Objetivos.....	2
1.3 Estrutura do Trabalho.....	2
2. REFERENCIAL TEÓRICO	4
2.1. Energia Eólica	4
2.2. Aumento da Potência Nominal do Aerogerador	6
2.3. Coeficiente de Potência.....	6
2.4. Fatores que Interferem na Velocidade do Vento.....	9
2.5. Elementos Básicos do Aerogerador.....	11
2.6. Caracterização do Modelo Físico da Turbina Eólica	11
2.7. Comportamento estocástico do vento.....	13
2.8. O Potencial Eólico Brasileiro.....	15
2.9. Fluxo de Potência	16
2.10. Equacionamento do Fluxo de Potência	17
2.11. Método de Newton-Raphson na forma Polar	19
3. METODOLOGIA.....	23
3.1. Distribuição de <i>Weibull</i>	23
3.1.1. Comparação entre a Distribuição de <i>Weibull</i> e a Série Temporal do vento	24
3.2. Turbina Eólica	28
3.3. Estimativa da Produção Anual de Energia.....	31
3.4. Parque Eólico no Fluxo de Potência	31

3.5. Programas e Sistemas de Simulações	33
3.5.1 Sistema de 9 Barras	34
3.5.2 Sistema de 30 Barras	37
3.5.3 Códigos	42
4. TESTES, SIMULAÇÕES E RESULTADOS	43
4.1 Simulação do Sistema de 9 Barras.....	44
4.2 Simulação do Sistema de 9 Barras considerando a Geração Eólica	47
4.3 Simulação do Sistema de 30 Barras.....	51
4.4 Simulação do Sistema de 30 Barras com Geração Eólica	55
5. CONCLUSÃO	60
6. REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA	62
7. ANEXOS.....	64

LISTA DE FIGURAS

Figura 2-1 Fluxo de Energia na Turbina Eólica [14]	4
Figura 2-2 Incidência dos raios solares [16]	5
Figura 2-3 Aumento do diâmetro do rotor[19]	6
Figura 2-4 Coeficiente de potência em função do fator a	7
Figura 2-5 Coeficiente de potência em função do fator λ [5]	9
Figura 2-6 Velocidade do vento em função da altura [1]	10
Figura 2-7 Elementos básicos de uma turbina eólica [5]	11
Figura 2-8 Potência da turbina eólica em função da velocidade do vento[2].....	12
Figura 2-9 Controle de velocidade do tipo passivo [2]	12
Figura 2-10 Controle de velocidade do tipo ativo [2].....	13
Figura 2-11 Histograma de uma série real de velocidade do vento [14]	14
Figura 2-12 Distribuição Mensal da média da velocidade [1]	15
Figura 2-13 Mapa do potencial eólico disponível do Brasil[16]	16
Figura 2-14 Fluxo de potência entre 2 barras em uma linha de transmissão do modelo pi[4]	17
Figura 3-1 Frequência relativa do vento com fator de escala fixo [16].....	24
Figura 3-2 Histograma e distribuição de Weibull para a região NE-I [1]	26
Figura 3-3 Histograma e distribuição de Weibull para a região NE-II [1]	27
Figura 3-4 Histograma e distribuição de Weibull para a região Sul [1].....	27
Figura 3-5 Histograma e distribuição de Weibull para a região Sudeste [1]	28
Figura 3-6 Curvas da potência e do fator de potência em função da velocidade[17]	30
Figura 3-7 Produção Anual de Energia	31
Figura 3-8 Projeto do parque eólico com as distâncias necessárias para desprezar o efeito de sombreamento [16].....	32
Figura 3-9 Componentes do parque eólico no fluxo de potência	32
Figura 3-10 Equivalente do parque eólico no fluxo de carga [3].....	33

Figura 3-11 Sistema de 9 barras	35
Figura 3-12 Sistema Elétrico de Potência de 30 barras	37
Figura 4-1 Fluxograma da simulação do sistema usando o método de Monte Carlo	44
Figura 4-2 Sumário do sistema de 9 barras	45
Figura 4-3 Dados das barras do sistema de 9 barras.....	45
Figura 4-4 Dados dos Ramos	46
Figura 4-5 Fluxo de potência do sistema de 9 barras.....	47
Figura 4-6 Módulos das tensões das barras 1, 2 e 3	48
Figura 4-7 Módulos das tensões das demais barras do sistema	48
Figura 4-8 Potência das barras de slack e do parque eólico em função do número de amostras.....	50
Figura 4-9 Fluxo entre as linhas 4-5 e 4-9.....	51
Figura 4-10 Sumário do sistema de 30 barras	52
Figura 4-11 Dados das barras do sistema de 30 barras.....	53
Figura 4-12 Continuação dos dados das barras do sistema de 30 barras	53
Figura 4-13 Dados dos ramos do sistema de 30 barras	54
Figura 4-14 Continuação dos dados dos ramos do sistema de 30 barras	54
Figura 4-15 Módulos das tensões das barras de Slack, PV e do parque eólico.....	55
Figura 4-16 Módulos das tensões das barras próximas às barras de Slack e do parque eólico.....	56
Figura 4-17 Potências geradas pela barra de referência e pelo parque eólico.....	57
Figura 4-18 Fluxo entre as linhas 12-14 e 12-16	58

LISTA DE TABELAS



Tabela 2-1 Classe de Rugosidade	10
Tabela 3-1 Dados de séries temporais do vento em 4 regiões	25
Tabela 3-2 Potência e Coeficiente da potência em função da velocidade.....	29
Tabela 3-3 Dados dos geradores de potência do sistema de 9 barras.....	35
Tabela 3-4 Dados das cargas do sistema de 9 barras.....	36
Tabela 3-5 Impedâncias e susceptâncias do sistema de 9 barras	36
Tabela 3-6 Dados dos geradores de potência do sistema de 30 barras.....	37
Tabela 3-7 Dados das cargas do sistema de 30 barras.....	38
Tabela 3-8 Dados de Impedâncias e susceptâncias do sistema de 30 barras	40
Tabela 4-1 Valores originais, médios e desvios padrões das barras de referência e a barra do parque eólico	48
Tabela 4-2 Valores originais, médios e desvios padrões das demais barras PQ.....	49
Tabela 4-3 Valores originais, médios e desvios padrões das potências das barras de referência e a barra do parque eólico.....	50
Tabela 4-4 Valores originais, médios e desvios padrões dos fluxos entre as linhas 4-5 e 4-9	51
Tabela 4-5 Valores originais, médios dos módulos das tensões e o desvio padrão de cada barra	55
Tabela 4-6 Valores originais, médios das barras próximas às barras de slack e da usina eólica e os respectivos desvios padrões.....	56
Tabela 4-7 Valores originais, médios e desvios padrões das potências geradas pelas barras de slack e da usina eólica	57
Tabela 4-8 Valores originais, médios e desvios padrões dos fluxos entre as linhas 12-14 e 12-16.....	59

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CA	Corrente Alternada
SEP	Sistema Elétrico de Potência
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
SONDA	Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais
SIN	Sistema Interligado Nacional

LISTA DE SÍMBOLOS

ρ	Densidade do ar	[kg/m ³]
λ	Velocidade específica	
β	Ângulo de passo	[°]
E	Energia cinética	[J]
\bar{v}	Velocidade média	[m/s]
P_t	Potência ativa total	[MW]
P	Potência ativa turbina eólica	[MW]
ω_{WT}	Velocidade de rotação do eixo da turbina	[rad/s]
\mathbf{V}	Fasor tensão	[V] ou [pu]
V	Módulo da tensão	[V] ou [pu]
c	Fator de escala	[m/s]
σ	Desvio padrão	
Θ_v	Ângulo da fase	[°]
\mathbf{I}	Fasor corrente	[A] ou [pu]
I	Módulo da corrente	[A] ou [pu]
Θ_I	Ângulo da fase da corrente	[graus]
ε	Erro	
\mathbf{Z}_{km}	Impedância entre as barras k e m	[Ω]
P	Potência ativa	[W]

ΔP_k	Resíduo da equação de potência ativa da barra k	[W]
P_g	Potência ativa gerada	[W]
k	Fator de forma	
$f(v)$	Frequência relativa	
ΔQ_k	Resíduo da equação de potência reativa da barra k	[Var]
Q_g	Potência reativa gerada	[Var]
Q	Potência reativa	[Var]
S	Potência complexa	[VA]
S	Módulo da potência complexa (potência aparente)	[VA]
Ybus	Matriz de admitancias	
Y_{km}	Admitancia entre as barras k e m	[S]
G	Condutância	[S]
B	Susceptância	[S]
PV	Barra de geração	
PQ	Barra de carga	
	Direção indicativa do fluxo de potência ativa	
	Direção indicativa do fluxo de potência reativa	
C_p	Coeficiente de Potência	
A	Área ocupada pelas pás	[m ²]
H,N,M e L	Sub-matrizes da matriz Jacobiana	
J	Matriz Jacobiana	
d	Diâmetro do rotor	[m]

1. INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização do Tema

Nos últimos anos, o desafio de aliar a diminuição dos impactos ambientais e fontes de energia capazes de suprir a necessidade de se gerar energia elétrica se tornou um tema recorrente nacional e internacionalmente. As pesquisas em fontes renováveis de energia se intensificaram a partir desse cenário de modo que tem havido considerável aumento, principalmente, da participação da geração de energia eólica.

O Brasil tem como principal fonte de geração as usinas hidrelétricas. Entretanto, ao se priorizar a geração hidráulica no século XX em detrimento das demais no país, o Sistema Interligado Nacional (SIN) tornou-se dependente de condições climáticas que impactam diretamente esse tipo de geração. Para aumentar a confiabilidade do sistema, a matriz energética brasileira tem se diversificado nos últimos anos com a inserção de fontes de energia renováveis, principalmente, tais como a eólica, e a biomassa. O PROINFA(Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica) visa incentivar essas fontes e PCHs(pequenas centrais hidrelétricas) cujo impacto ambiental é menor do que uma hidroelétrica tradicional. Uma importante observação é que nos períodos quando há maior velocidade do vento em regiões como o São Francisco, por exemplo, são os períodos de maior estiagem[16]. Isso torna a geração eólica uma fonte complementar muito atrativa.

Nesse contexto é ressaltada a importância do estudo da geração eólica, já que a partir do regime de ventos é possível fazer a análise de viabilidade desse tipo de geração em uma determinada localização. Atualmente, a geração eólica corresponde a 5% da geração de energia no Brasil[16]. Entretanto, o país possui elevada capacidade de produção de energia elétrica ainda não explorada. Ou seja, há um potencial que gerará empregos, trará oportunidades de investimento para diversas localidades e que, por fim, aumentará a diversificação da matriz energética brasileira. Trata-se de uma fonte renovável que não emite gases poluentes como o CO₂.

Além disso, o Brasil possui uma grande capacidade de geração de energia elétrica a partir da energia eólica estimada de acordo com [16] em 143,5 GW. É também chamado de potencial eólico. O avanço tecnológico das turbinas eólicas deve ser apontado como um dos principais fatores de utilização desse modelo para substituir outros modelos como a termelétrica, por exemplo, que é um tipo de geração com maior custo econômico e ambiental. Dependendo das condições climáticas, estruturais, financeiras e até mesmo políticas, um país acaba adotando uma forma de geração em

detrimento da outra. O que tem sido feito muito nos últimos anos é se adotar uma forma principal de geração de energia elétrica e outras complementares.

1.2 Objetivos

No presente trabalho, o principal objetivo é o estudo do fluxo de carga utilizando a solução do problema pelo Método de Newton-Raphson considerando-se a inserção da geração eólica. O modelo probabilístico desta bem como os modelos físicos das turbinas eólicas são abordados de modo que se compreenda o impacto delas no fluxo de potência em um sistema que opera em regime permanente. Para tal, foram utilizadas simulações envolvendo o pacote de códigos do Matpower nas quais são analisados os casos originais e os casos em que há a inserção de fazendas eólicas. Para retratar o modelo probabilístico do vento, séries temporais reais do vento colhidas no território brasileiro foram apresentadas.

1.3 Estrutura do Trabalho

O trabalho está dividido em 6 capítulos: no capítulo 2 é tratado o Referencial Teórico. A Metodologia é apresentada no capítulo 3, no capítulo 4 :“Testes, Resultados e Discussões” apresentam-se as simulações realizadas. E finalmente no capítulo 5 é feita a conclusão. Cada capítulo teve subdivisões com o objetivo de melhorar a compreensão do trabalho como um todo.

O capítulo 2, Referencial Teórico, inicialmente mostra uma ideia de como é formada a energia através do vento, quais equipamentos são utilizados e quais são suas importâncias. Em seguida, no que se refere às equações de fluxo de carga, revisa-se o procedimento para obtenção da solução do fluxo de potência pelo método de Newton-Raphson.

O capítulo 3, Metodologia, explica o programa computacional utilizado, escrito no *software* Matlab®2011. O programa utiliza matrizes para resolução de equações, implementações de códigos e montagens de gráficos. Em conjunto com o *software* Matlab, foi utilizado o pacote Matpower 5.1, que são programas para a resolução de problemas de fluxo de potência. Ainda nesse capítulo será explicada a modelagem que pode ser feita no Matpower para que as simulações possam ser feitas. As simulações foram realizadas com base em 2 sistemas elétricos de potência: sistema com 9 e 30 barras. Para tais simulações é feita uma série de considerações para se entender como a usina eólica entrará no sistema de modo que seja possível avaliar o impacto desta.

Os testes, resultados e discussões apresentam-se no capítulo 4. Nesse capítulo mostram-se as simulações feitas para esse trabalho. Para os sistemas descritos no capítulo anterior são realizadas as simulações dos fluxos de potência. Primeiramente, são feitas as simulações com as características originais do sistema. Em seguida, os fluxos de carga para os respectivos sistemas são obtidos inserindo-se a geração eólica nos mesmos. Nestas simulações são mostrados os resultados obtidos utilizando o código do Matpower e os códigos implementados.

No capítulo 5 são apresentadas as conclusões sobre o estudo do impacto da geração eólica no fluxo de potência, considerando o comportamento estocástico do vento. Por último, são sugeridos trabalhos futuros.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

Neste capítulo serão abordados aspectos básicos da geração eólica até a sua conversão em energia elétrica, a Figura 2-1 ilustra como será feita a análise. Primeiramente, a formação do vento é introduzida, para que seja discutido o conceito de potência a partir da energia cinética. Então, o fator de potência é apresentado visando esclarecer qual a fração de toda a energia pode ser convertida. Depois é observado o comportamento típico de uma turbina eólica e sua dependência da velocidade. Por último, são tratados ainda neste capítulo a coleta de dados da velocidade e o mapa do potencial eólico.

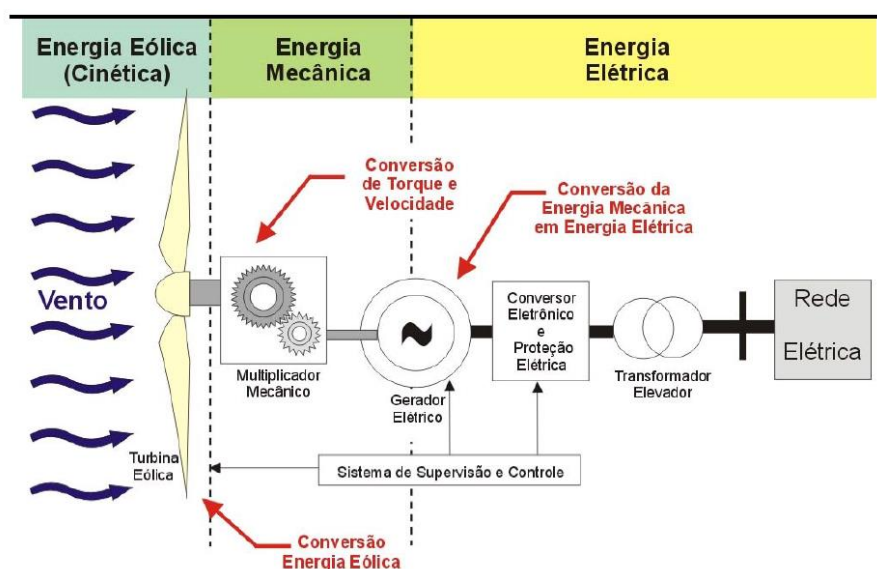


Figura 2-1 Fluxo de Energia na Turbina Eólica [14]

2.1. Energia Eólica

A energia eólica é uma das formas de energia provenientes da radiação solar, uma vez que os ventos são gerados pelo aquecimento irregular da superfície terrestre [1]. A atmosfera terrestre possui papel fundamental na formação dos ventos, pois é nela que ocorrem as mudanças que influenciam o clima e os ventos, causando também os aquecimentos não homogêneos da superfície terrestre [7].

As regiões tropicais que recebem os raios solares quase perpendicularmente, são mais aquecidas do que as regiões polares. O ar quente localizado nas baixas altitudes nas regiões tropicais tende a subir, sendo substituído por uma massa de ar mais frio que

se desloca das regiões polares. Os deslocamentos de massas de ar determinam a formação dos ventos [7]. A Figura 2-2 retrata essa formação.

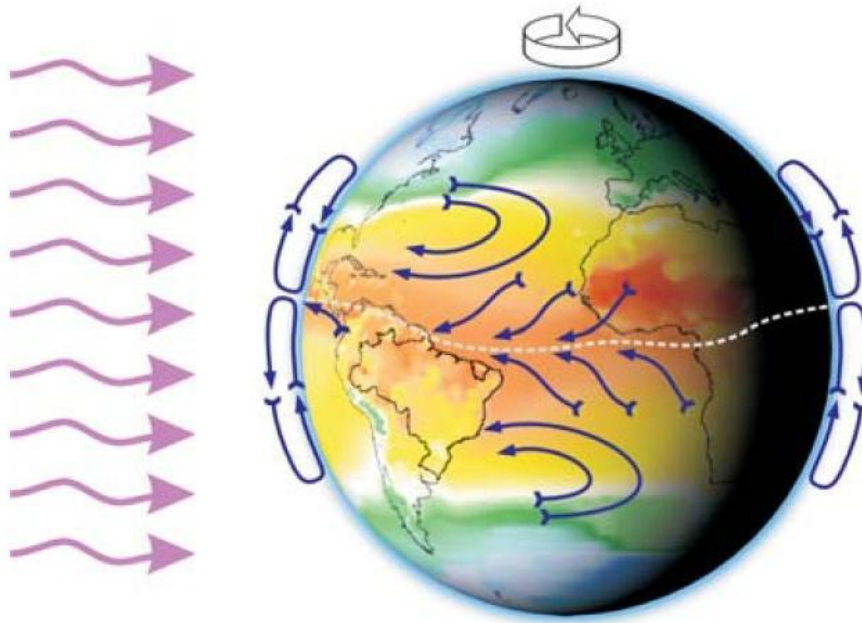


Figura 2-2 Incidência dos raios solares [16]

A geração de energia eólica está ligada à energia cinética. Isto é, a quantidade de energia depende da velocidade do vento. A equação (2.1) abaixo mostra que a energia é diretamente proporcional ao quadrado da velocidade:

$$E = \frac{mv^2}{2} \quad (2.1)$$

$$P = \frac{d}{dt}(E) \quad (2.2)$$

$$P = \frac{\rho Av^3}{2} \quad (2.3)$$

Em que m é a massa do vento[kg], v é a velocidade do vento[m/s] e E é a energia[J]. Podemos a partir da equação (2.1), portanto, encontrar a potência total disponível[W] que pode ser extraída, equação (2.3), que é uma função da velocidade, da massa específica[kg/m³], ρ , e da área ocupada pelo rotor, A [m²], que é dada por:

$$A = \frac{\pi d^2}{4} \quad (2.4)$$

Em que d é o diâmetro do rotor[m].

2.2. Aumento da Potência Nominal do Aerogerador

A evolução em potência nominal das turbinas eólicas se deve ao aumento do diâmetro do rotor das pás. Ao longo do tempo como a mostra a Figura 2-3 , o aumento do diâmetro do rotor permitiu que a turbina eólica crescesse em potência nominal, isso associado com características do modelos de controle dela fez com que a viabilidade aumentasse.

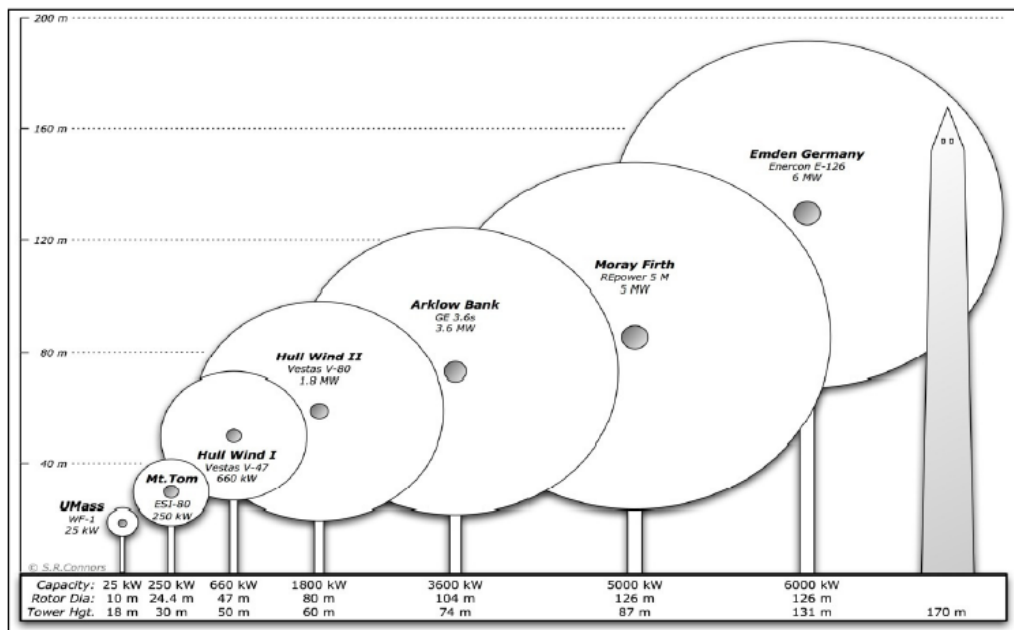


Figura 2-3 Aumento do diâmetro do rotor[19]

2.3. Coeficiente de Potência

A potência disponível não é, todavia, a potência que será gerada pela potência pela turbina eólica. Pode-se, então, estabelecer uma razão entre a potência gerada e a potência disponível, equação (2.5). Tal razão é definida como coeficiente de potência e identificado como C_p . A potência disponível é representada, portanto, pela equação (2.6). Ele também pode ser definido em função do fator a , que é a razão entre a velocidade de saída e a velocidade de entrada no aerogerador. Essa razão é chamada de fator de fluxo, a equação 2.7 define a relação entre a e C_p .

$$C_p = \frac{P_{disp}}{P_{mec}} \quad (2.5)$$

$$P_{disp} = \frac{1}{2}(C_p)\rho A v^3 \quad (2.6)$$

$$C_p = \frac{1}{2}(1-a)(1+a)^2 \quad (2.7)$$

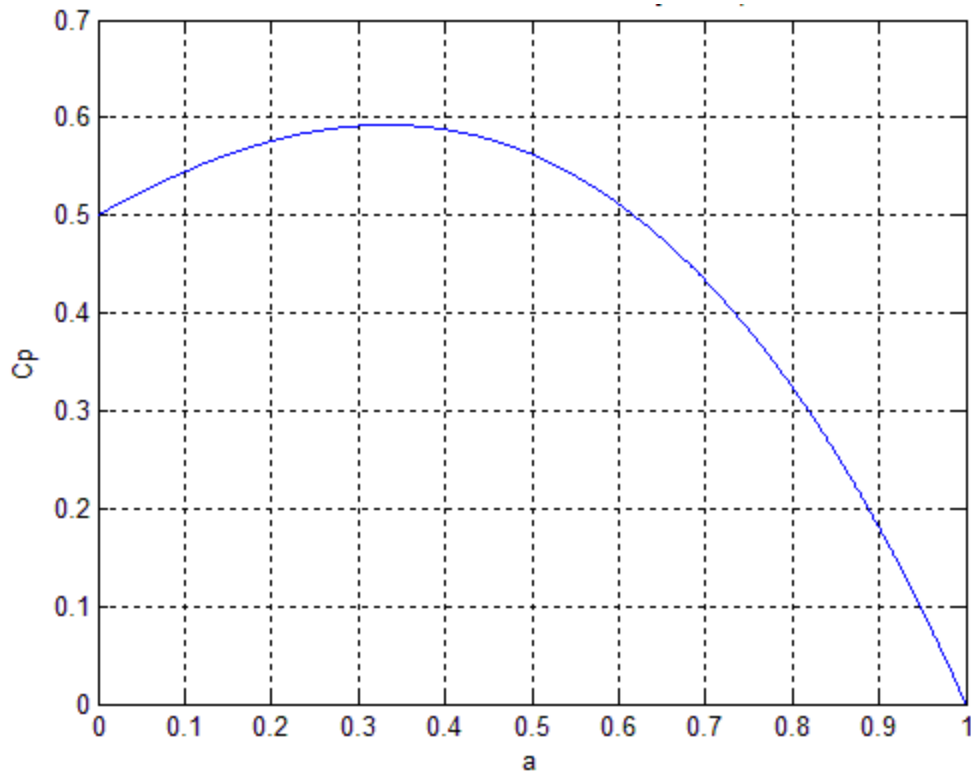


Figura 2-4 Coeficiente de potência em função do fator a

Analisando-se a curva de C_p , Figura 2-4, tem-se que o valor máximo é 0,59 ou 59%. Esse valor indica a porcentagem máxima que se pode extrair da potência disponível. É definido como coeficiente *Betz*. Considerando-se ainda as limitações físicas dos modelo, o valor de C_p é ainda menor na prática. Para a análise mais completa, com o intuito de se traçar a curva de C_p é definida uma grandeza adimensional(λ) que expressa a relação entre

a velocidade rotacional da pá e a velocidade do vento incidente. Ela é dada pela equação (2.8). Há para a produção de energia elétrica outro fator que influencia. Trata-se do ângulo de passo, que está relacionado com o controle da turbina eólica. Ele é identificado por β [5]. A função C_p depende dessas variáveis:

$$\lambda = \frac{\omega_{WT} R}{v} \quad (2.8)$$

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0,4\beta - 5 \right) e^{\frac{-12,5}{\lambda_i}} \quad (2.9)$$

Em que o fator λ_i é calculado por:

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \quad (2.10)$$

Em que ω_{wt} é a velocidade de rotação do eixo da turbina [rad/s], R é raio da turbina [m]. A equação 2.9 é uma das formas de representar o coeficiente de potência em função de λ e β .

Extraindo-se de 35% a 40% da potência disponível é considerado um valor satisfatório já que as mudanças constantes na velocidade do vento seja em magnitude, em direção ou em sentido juntamente com perdas acarretadas por fatores como a rugosidade do terreno influenciam diretamente no aproveitamento de potência. E observando-se a curva de C_p apresentada na Figura 2.5, o valor entre 35 a 40% está na região de máximo aproveitamento.

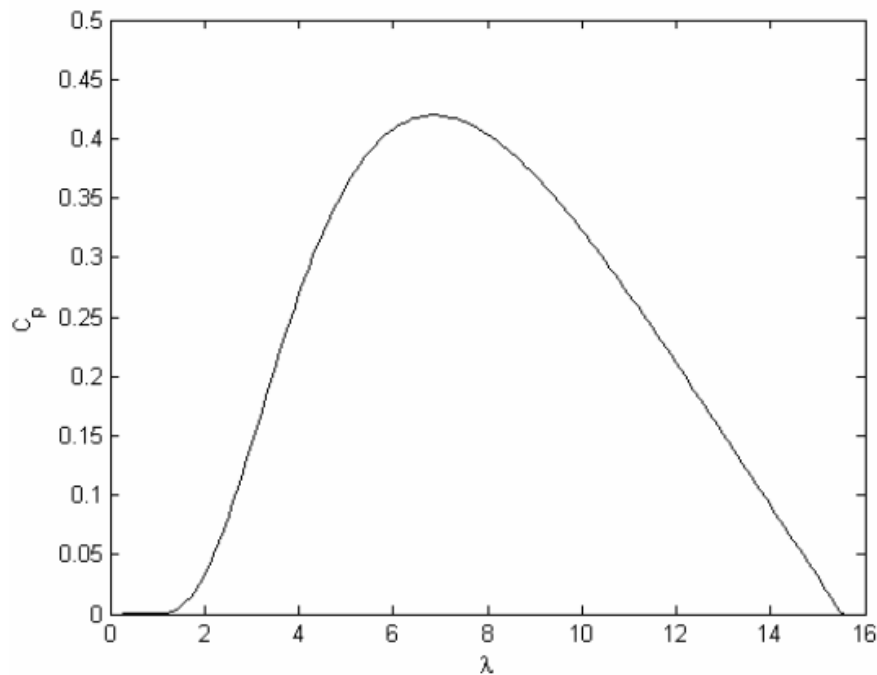


Figura 2-5 Coeficiente de potência em função do fator λ [5]

2.4. Fatores que Interferem na Velocidade do Vento

Há diversos fatores que interferem na velocidade do vento em um local no qual se estuda a implantação de uma fazenda eólica. Dentre eles, os principais que influenciam no regime de ventos locais são as condições climáticas, a rugosidade, o relevo, os obstáculos presentes no local e a variação da velocidade de acordo com a altura da turbina.

A rugosidade do terreno é classificada de acordo com os tipos de solo e de vegetação e a presença de obstáculos. Ela é dividida em diversas classes de acordo com a Tabela 2-1. A análise de mapas topográficos determina as condições de relevo do local em estudo. A presença de obstáculos próximos a região onde a fazenda eólica está reduz o aproveitamento da velocidade do vento [1].

A variação da velocidade do vento com a altura é denominada perfil vertical. A Figura 2-6 mostra como a velocidade do vento aumenta com a elevação da altitude.

Tabela 2-1 Classe de Rugosidade [1]

Classe de Rugosidade	Comprimento de Rugosidade (m)	Descrição da Paisagem
0	0,0002	Superfície do mar
0,5	0,0024	Terreno com a superfície plana, aberto, como aeroportos, grama cortada, etc.
1	0,03	Área agrícola aberta, sem fendas e cercas e construções dispersas
1,5	0,055	Área agrícola com algumas casas e cercas com até 8 m de altura, com uma distância de até 1250 m
2	0,1	Área agrícola com algumas casas e cercas com até 8 m de altura, com uma distância de até 500 m
2,5	0,2	Área agrícola com muitas casas, plantas e arbustos, ou cercas de até 8 m de altura, com distância de até 800 m
3	0,4	Vilas, cidades pequenas, áreas agrícolas com cercas altas, florestas e terrenos irregulares e com rugosidade
3,5	0,8	Grandes cidades com edifícios altos
4	1,6	Cidades muito grandes com edifícios altos e arranhacéus

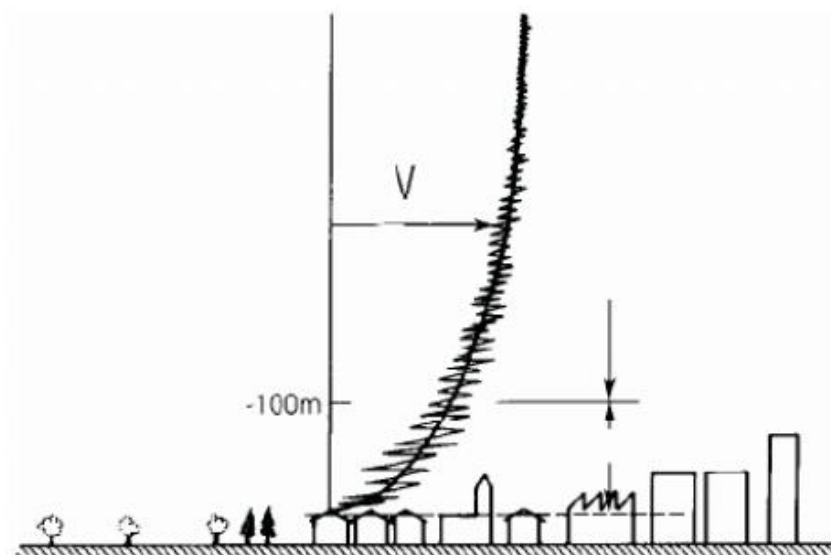


Figura 2-6 Velocidade do vento em função da altura [1]

2.5. Elementos Básicos do Aerogerador

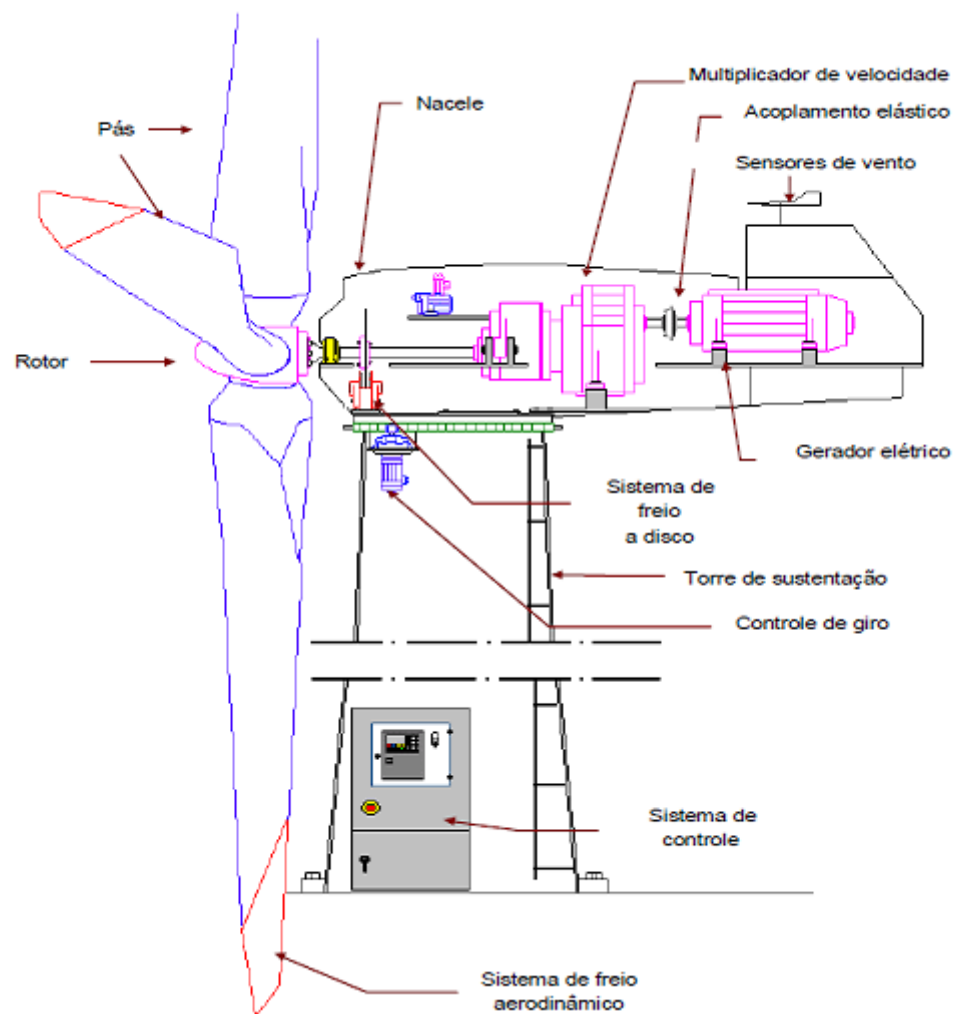


Figura 2-7 Elementos básicos de uma turbina eólica [5]

A Figura 2-7 mostra componentes básicos comuns a maioria das turbinas eólicas de eixo horizontal[5]. O conjunto(pá, cubo e eixo) é responsável pela conversão da energia cinética em energia mecânica. Já o multiplicador de velocidade é responsável por transmitir a energia mecânica do rotor até o gerador elétrico.

2.6. Caracterização do Modelo Físico da Turbina Eólica

O modelo físico da turbina eólica em que a potência gerada é calculada em função da velocidade da equação (2.2) não é o mesmo para os aerogeradores disponíveis comercialmente. No caso destes, para que haja fornecimento de potência, uma velocidade mínima deve ser atingida, ou seja, há uma velocidade de início a partir da qual a turbina gera potência. Essa velocidade é identificada por $v_{\text{cut-in}}$. A partir desse valor a equação (2.6) é válida em todo o intervalo que começa em $v_{\text{cut-in}}$ até que a velocidade nominal, v_n , seja alcançada.

A capacidade nominal é gerada de modo que este valor fique constante para valores até a velocidade de corte, $v_{\text{cut-off}}$. O sistema de proteção, então, atua com o objetivo de que a turbina não esteja exposta a grandes variações de potência. Garantindo, assim, que o aerogerador não seja danificado com as condições às quais tais valores de velocidade. A Figura 2.8 mostra a curva de potência básica para essas características.

As turbinas eólicas possuem sistemas de controle que atuam nas partes eletrônica, elétrica e mecânica. Atualmente, são dois os principais de controle: o controle *stall* e *pitch*.

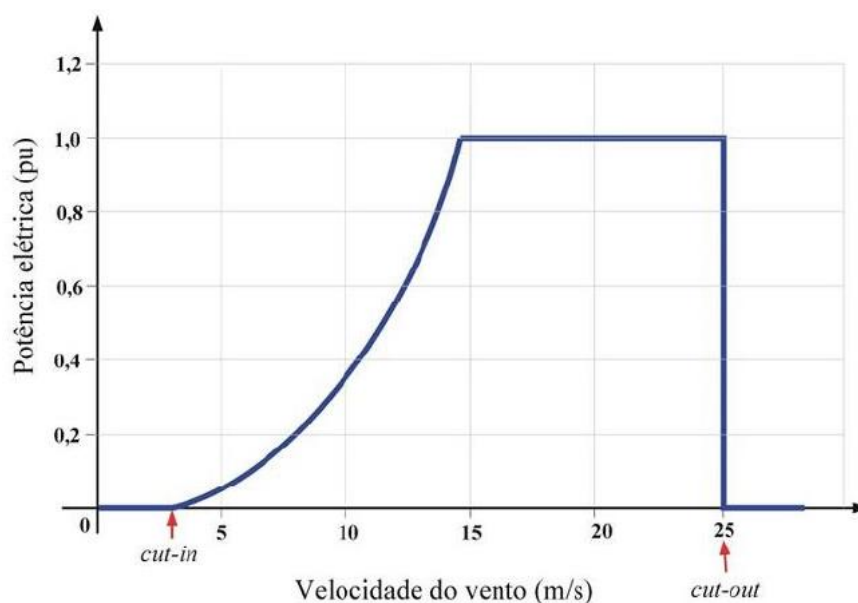


Figura 2-8 Potência da turbina eólica em função da velocidade do vento[2]

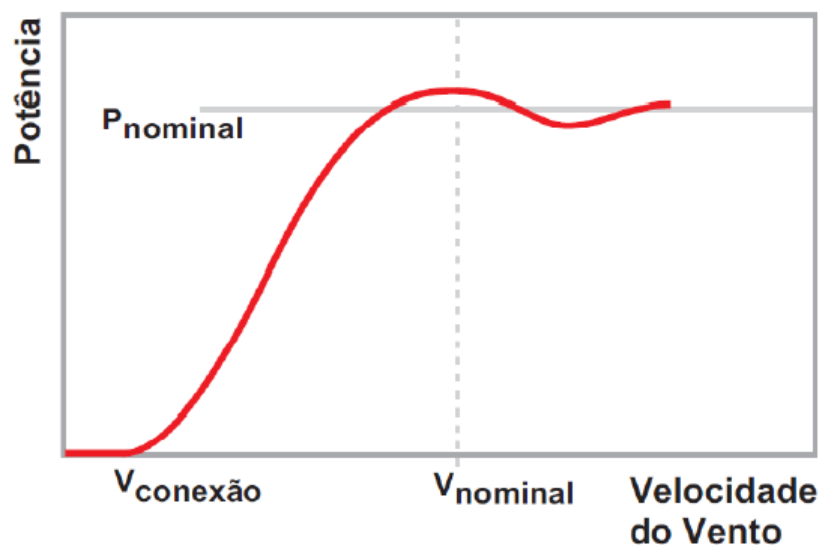


Figura 2-9 Controle de velocidade do tipo passivo [2]

O controle *stall*, Figura 2.9, reage à velocidade do vento, ou seja, quando a velocidade nominal do vento é atingida há uma variação na potência do aerogerador. A atuação é na aerodinâmica da turbina. As vantagens desse modelo são: menor manutenção devido a um número menor de peças móveis; estrutura de cubo do rotor simples; auto-confiabilidade do controle de potência e inexistência de sistema do controle de passo.[20]

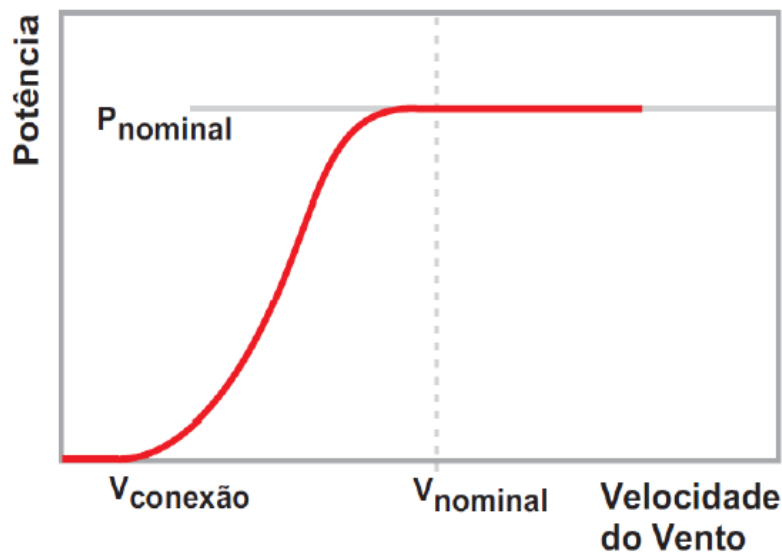


Figura 2-10 Controle de velocidade do tipo ativo [2]

O controle do tipo passo, Figura 2.10, possui um mecanismo ativo que permite a geração da potência nominal ao se alcançar a velocidade nominal da turbina até a velocidade de corte. Ele atua no controle mecânico do ângulo das pás. Em relação ao controle estol, este tipo permite uma maior produção de energia e um maior rendimento, considerando-se as mesmas condições de regime de ventos.

2.7. Comportamento estocástico do vento

A caracterização do comportamento de vento é denominada regime local de ventos. Ele é determinado de acordo com as séries temporais do vento. Tais séries fornecem amostras colhidas durante um determinado período no qual se tem, normalmente, um intervalo de tempo igual entre medidas seguidas[1]. Em cada amostra consta um valor de velocidade observado para o respectivo instante de tempo. A velocidade do vento possui um comportamento aleatório no qual conforme já visto anteriormente varia com as condições do local no qual é realizado o estudo da série.

A partir dessa série de valores, é possível traçar a distribuição da velocidade e observar dados valiosos como a frequência registrada para cada valor, a variação de

velocidade em função do tempo. Esses dados são a base para que sejam calculados parâmetros estatísticos tais como variância e média, os quais, como será visto mais adiante, permitirão a análise adequada do estudo de viabilidade do parque eólico. A análise deve ser feita considerando-se o período observado de modo que conclusões precipitadas não sejam tiradas.

É o caso de variações da velocidade em curto tempo como as diárias e as sazonais. O regime local de ventos, portanto, em uma amostra elevada de dados como a anual, por exemplo, pode ser melhor conhecido comparando-se com modelo probabilísticos conhecidos. As Figuras 2.11 e 2.12 são exemplos de séries temporais de velocidade fornecidos pelo SONDA(Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais).

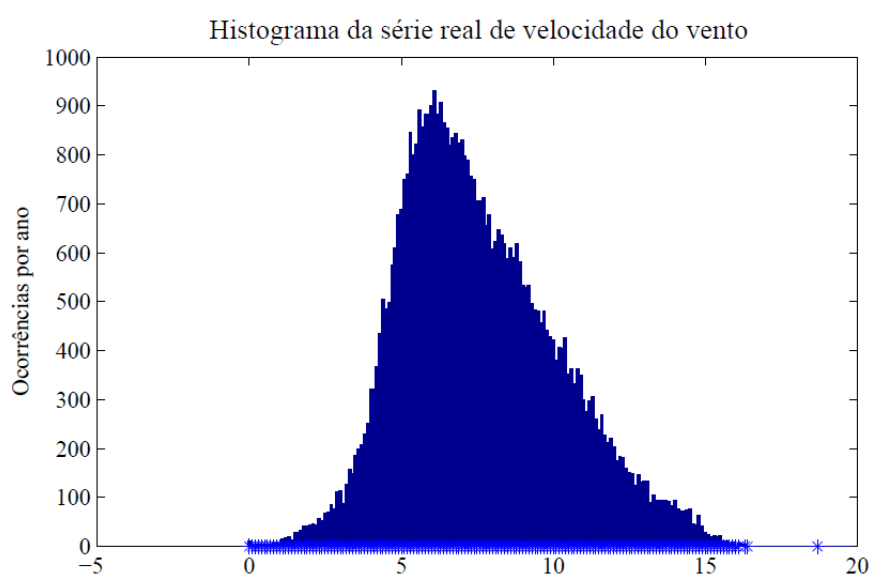


Figura 2-11 Histograma de uma série real de velocidade do vento [14]

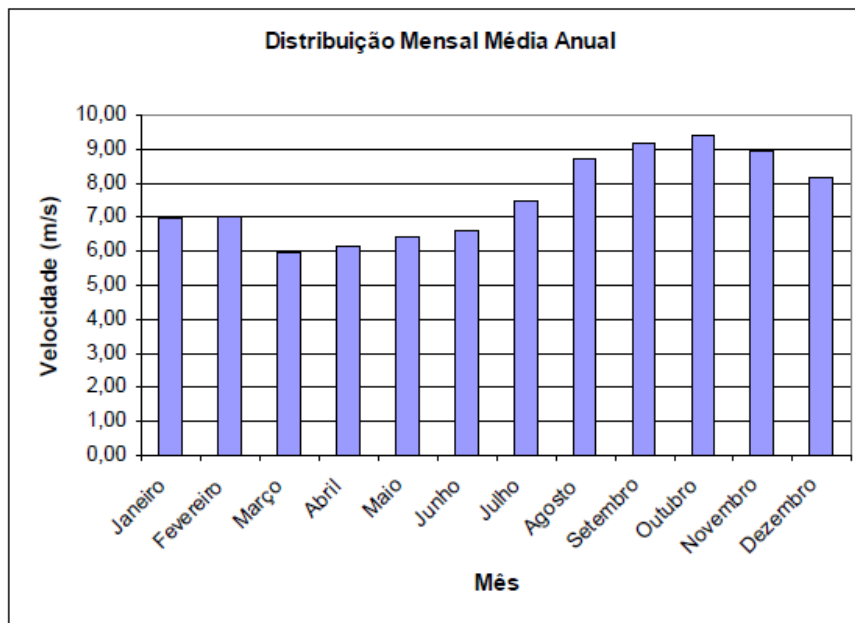


Figura 2-12 Distribuição Mensal da média da velocidade [1]

2.8. O Potencial Eólico Brasileiro

O Brasil apresenta um elevado potencial eólico, ou seja, tem grande capacidade para gerar energia advinda do vento. Analisando-se o mapa, Figura 2.11, há de se destacar que a região Nordeste apresenta o maior potencial dentre as regiões e corresponde a mais de 50% de todo potencial eólico brasileiro. Isso justifica a maioria dos parques implantados ao longo dos últimos anos estarem lá. Além disso, as localidades mais propícias à implantação de fazendas eólicas são as regiões litorâneas e regiões do interior cujas terras possuem maiores altitudes.

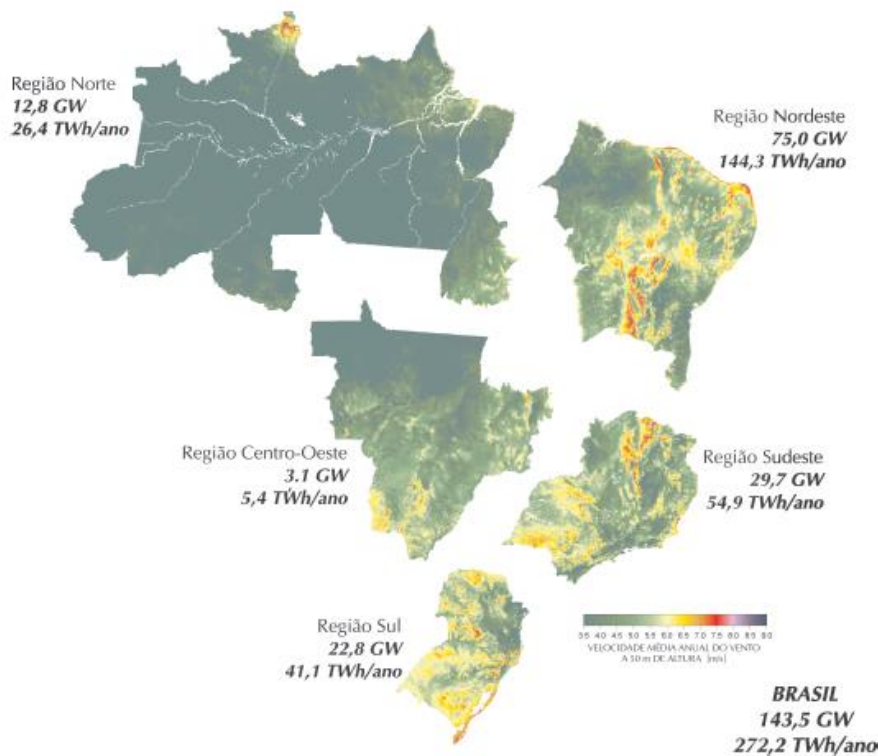


Figura 2-13 Mapa do potencial eólico disponível do Brasil[16]

2.9. Fluxo de Potência

A análise do fluxo de potência é feita com o sistema elétrico de potência operando em regime permanente, determinando as respectivas variáveis das barras como as tensões em sua forma polar, ou seja, os módulos e fases. São calculadas também as potências ativa e reativa assim como seu sentido, seja saindo ou entrando da barra.

As barras são classificadas de 3 maneiras: barra de carga(PQ ou tipo 1), barra de *slack*(Vθ ou tipo 3) ou barra de geração(PV ou tipo 2). A primeira é caracterizada por ter potências ativa e reativa conhecidas, nela devem ser obtidas a magnitude e a fase da tensão. A barra de swing tem magnitude e fase da tensão conhecidas. Ela é considerada a referência pois ela absorve os desvios necessários da rede. A barra de geração é caracterizada por apresentar como parâmetros fixos o módulo da tensão e o valor da potência ativa. O valor do ângulo de tensão é a única incógnita que deve ser calculada.[4]

As tensões no sistema dependem de uma série de fatores e devem ser mantidas próximas aos valores nominais a fim de manter o adequado funcionamento dos equipamentos em geral[21].

2.10. Equacionamento do Fluxo de Potência

Para o equacionamento do fluxo de carga, considere um sistema de duas barras k e m , onde V_k e V_m representam as tensões das barras k e m , respectivamente. I_{km} é a corrente que segue da barra k para a barra m , I_{mk} é a corrente da barra m para a barra k .

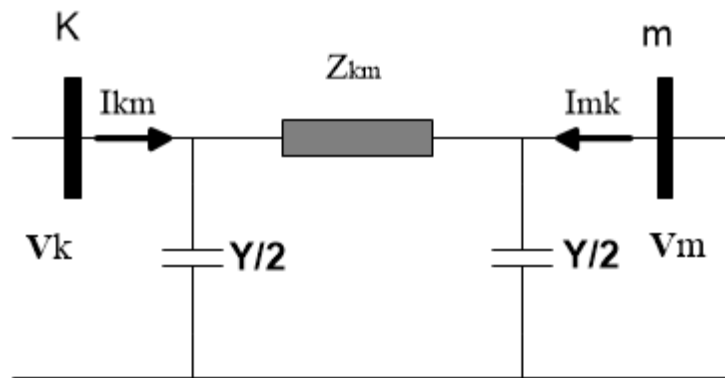


Figura 2-14 Fluxo de potência entre 2 barras em uma linha de transmissão do modelo pi[4]

A potência complexa, S , que sai da barra S_k , é dada pela equação (2.11):

$$S_k = V_k I_{km}^* \quad (2.11)$$

Onde I_{km}^* é o conjugado da corrente I_{km} .

$$S_k = P_k + jQ_k \quad (2.12)$$

Obtendo a corrente:

$$I_k^* = \sum_{m=1}^n Y_{km}^* V_m^* \quad (2.13)$$

n é o numero de barras

$$\mathbf{S}_k = \mathbf{P}_k + j\mathbf{Q}_k = \mathbf{V}_k \left(\sum_{m=1}^n \mathbf{Y}_{km}^* \mathbf{V}_m^* \right), k = 1, 2, \dots, n \quad (2.14)$$

A potência complexa, S , pode ser decomposta em suas partes real, equação (2.15) e imaginária, equação 2.16:

$$\mathbf{P}_k = \text{Re} \left(\mathbf{V}_k \left(\sum_{m=1}^n \mathbf{Y}_{km}^* \mathbf{V}_m^* \right) \right), \quad (2.15)$$

$$\mathbf{Q}_k = \text{Im} \left(\mathbf{V}_k \left(\sum_{m=1}^n \mathbf{Y}_{km}^* \mathbf{V}_m^* \right) \right) \quad (2.16)$$

Substituindo $\mathbf{V}_k = V_k \angle \Theta_k$, $\mathbf{Y}_{km}^* = G_{km} - jB_{km}$, $\mathbf{V}_m = V_m \angle \Theta_m$ nas equações 2.15 e 2.16, tem-se que:

$$\mathbf{P}_k = \text{Re} \left(V_k \angle \Theta_k \left(\sum_{m=1}^n (G_{km} - jB_{km}) V_m \angle -\Theta_m \right) \right) \quad (2.17)$$

$$\mathbf{Q}_k = \text{Im} \left(V_k \angle \Theta_k \left(\sum_{m=1}^n (G_{km} - jB_{km}) V_m \angle -\Theta_m \right) \right) \quad (2.18)$$

Sabendo que $\Theta_{km} = (\Theta_k - \Theta_m)$ e usando as identidades trigonométricas $\cos(\alpha - 90) = \sin(\alpha)$ e $\sin(\alpha - 90) = -\cos(\alpha)$. nas equações 2.17 e 2.18 se tornam:

$$P_k = V_k \left[\sum_{m=1}^n V_m \{G_{km} \cos(\theta_{km}) + B_{km} \sin(\theta_{km})\} \right] \quad (2.19)$$

$$Q_k = V_k \left[\sum_{m=1}^n V_m \{G_{km} \sin(\theta_{km}) - B_{km} \cos(\theta_{km})\} \right] \quad (2.20)$$

O cálculo do fluxo de potência se torna possível, utilizando-se as equações 2.19 e 2.20 por meio de métodos iterativos. É desejável, todavia, ao se considerar que o problema tem mais de uma variável que a solução utilize matrizes por conta da praticidade computacional destas. Atualmente, o método de Newton é o mais usado para a solução de fluxo de carga. É um método robusto e converge quase sempre com poucas iterações de acordo com a configuração do sistema[4].

As análises no presente trabalho foram feitas considerando o sistema em regime permanente. Uma matriz importante para as análises do fluxo de carga é a matriz Jacobiana. Ela é montada a partir da matriz admitância.

2.11. Método de Newton-Raphson na forma Polar

Um dos métodos para resolver as equações (2.19) e (2.20) é utilizando o método de Newton Raphson. O objetivo é encontrar o módulo e a fase das tensões nas barras do sistema elétrico. Desta forma, assume-se que:

$$\Delta P_k = -P_{esp} + P_k \quad (2.21)$$

$$\Delta Q_k = -Q_{esp} + Q_k \quad (2.22)$$

Os termos ΔP_k e ΔQ_k são chamados resíduos da equação, P_{esp} e Q_{esp} são dados especificados inicialmente no problema de fluxo de carga. Eles são encontrados pelas equações (2.23) e (2.24):

$$P_{esp} = P_g - P_c \quad (2.23)$$

$$Q_{esp} = Q_g - Q_c \quad (2.24)$$

Os valores de P_k e Q_k são os valores determinados pelas equações (2.19) e (2.20). Por se tratar de um método iterativo, espera-se encontrar valores de V e Θ que façam com que ΔP_k e ΔQ_k sejam os menores possíveis, isto é, sejam menores que um erro ε pré-determinado

Pelas equações de potência ativa e potência reativa, equações (2.19) e (2.20), nota-se que se trata de um sistema com duas variáveis. Desta forma, a matriz Jacobiana é composta pelas derivadas das equações em relação a cada uma das duas variáveis V e Θ [4]. Dessa forma, então, os incrementos ΔV e $\Delta \Theta$ devem ser encontrados para que o módulo e a fase da tensão sejam atualizados respectivamente.

De maneira geral tem-se que [21]:

$$\Delta P_k = \sum_{m=1, m \neq swing}^{Nb} \frac{dP_k}{d\Theta_m} \Delta \Theta_m + \sum_{j=1, j \neq swing, j \neq PV}^{Nb} \frac{dP_k}{dV_j} \Delta V_j \quad (2.25)$$

$$\Delta Q_k = \sum_{m=1, m \neq swing}^{Nb} \frac{dQ_k}{d\Theta_m} \Delta \Theta_m + \sum_{j=1, j \neq swing, j \neq PV}^{Nb} \frac{dQ_k}{dV_j} \Delta V_j \quad (2.26)$$

A matriz Jacobiana é dividida em 4 matrizes: H , N , M e L , essas matrizes são determinadas pelas derivadas apresentadas nas equações (2.25) e (2.26):

$$\begin{bmatrix} \Delta\Theta_1 \\ \Delta\Theta_2 \\ \vdots \\ \Delta\Theta_n \\ - \\ \Delta V_1 \\ \Delta V_2 \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} = - \left[\begin{bmatrix} H_{11} & \cdots & H_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ H_{n1} & \cdots & H_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} N_{11} & \cdots & N_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ N_{n1} & \cdots & N_{nn} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ - \\ \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} \right] \quad (2.27)$$

$$H_{km} = \frac{dP_k}{d\Theta_m} \quad (2.28)$$

$$N_{km} = \frac{dP_k}{dV_m} \quad (2.29)$$

$$M_{km} = \frac{dQ_k}{d\Theta_m} \quad (2.30)$$

$$L_{km} = \frac{dQ_k}{dV_m} \quad (2.31)$$

$$J = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \quad (2.32)$$

A partir da resolução da matriz da equação (2.27), encontram-se os desvios de módulo de tensão e de fase, assim, seus valores podem ser atualizados.

$$V^{i+1} = V + \Delta V \quad (2.33)$$

$$\theta^{i+1} = \theta + \Delta \theta \quad (2.34)$$

Após ter os novos valores de tensão e fase, os novos valores de P e Q são calculados novamente a partir das equações (2.19) e (2.20). Com a obtenção dos novos valores de P e Q, os novos desvios de potência são obtidos pelas equações (2.25) e (2.26), caso os desvios sejam maior que um erro pré-determinado, volta-se a calcular a nova matriz Jacobiana e assim sucessivamente até os desvios de potência serem menores que o erro \mathcal{E} especificado no início do problema. Ao se calcular os desvios de tensão e fase para os quais os desvios de potência são menores que \mathcal{E} , o processo iterativo se encerra com os valores de V e θ encontrados na última iteração[4].

3. METODOLOGIA

No capítulo anterior, foram discutidos e apresentados aspectos básicos da geração eólica. Primeiramente, a formação da energia eólica foi exposta até o aproveitamento em energia elétrica. Conceitos que permitirão a formulação do fluxo de potência da geração eólica foram introduzidos como o modelo de uma turbina eólica cuja potência varia em função da velocidade do vento e o fator de aproveitamento.

Neste capítulo, a função de distribuição de probabilidade de *Weibull* é apresentada como mais uma ferramenta de se poder analisar o comportamento estatístico das séries temporais do vento. Assim, a distribuição de *Weibull* dessas séries é confrontada com a distribuição real das mesmas. Em seguida, o modelo de turbina eólica adotado nas simulações tem suas curvas de potência e de fator de aproveitamento plotadas, permitindo que a discussão por esse modelo se enquadre nos conceitos do capítulo 2.

A estimativa da produção anual de energia da turbina escolhida é calculada. Para fazê-la a curva da potência e distribuição de *Weibull* devem ser consideradas. Finalmente, o parque eólico no fluxo de potência utilizado é explicado. Por último, o pacote de programas em que as simulações foram feitas bem como os sistemas das barras têm suas características definidas a fim que se possa entender o problema do fluxo de carga neles.

Juntamente com a versão R2011b do *Matlab* foi utilizado no presente trabalho o pacote *Matpower* 5.1, pacote de códigos para *Matlab* utilizado para simulações de fluxo de potência. A seguir, será apresentado o *software Matpower*, e as alterações em seus códigos para que se tornassem possíveis as realizações das análises.

3.1. Distribuição de *Weibull*

Como foi visto no capítulo anterior, a potência de uma turbina eólica é determinada pela velocidade do vento. Esta muda constantemente de valor, logo, a análise estatística auxilia no conhecimento do regime local de ventos. Ao fazer essa análise, pode-se observar o histograma da frequência da velocidade do vento para o respectivo número de ocorrências no período em que os dados foram coletados.

Dentre as muitas funções densidade de probabilidade existentes, a que melhor representa o comportamento da velocidade do vento é a função de *Weibull* [1]. Essa distribuição é representada:

$$f(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \left(e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}\right) \quad (3.1)$$

Em que k é o fator de forma, c é o parâmetro de escala e v é a velocidade do vento. O fator de forma é a adimensional e indica que a variação de velocidade ao longo da distribuição quanto maior for k , o fator de escala, c [m/s], influencia na velocidade média. A Figura 3-1 ilustra o comportamento do fator de forma para um fator de escala fixo cujo valor, 8m/s, condiz com localidades que possuem excelentes condições de vento como será visto nos exemplos desta seção.

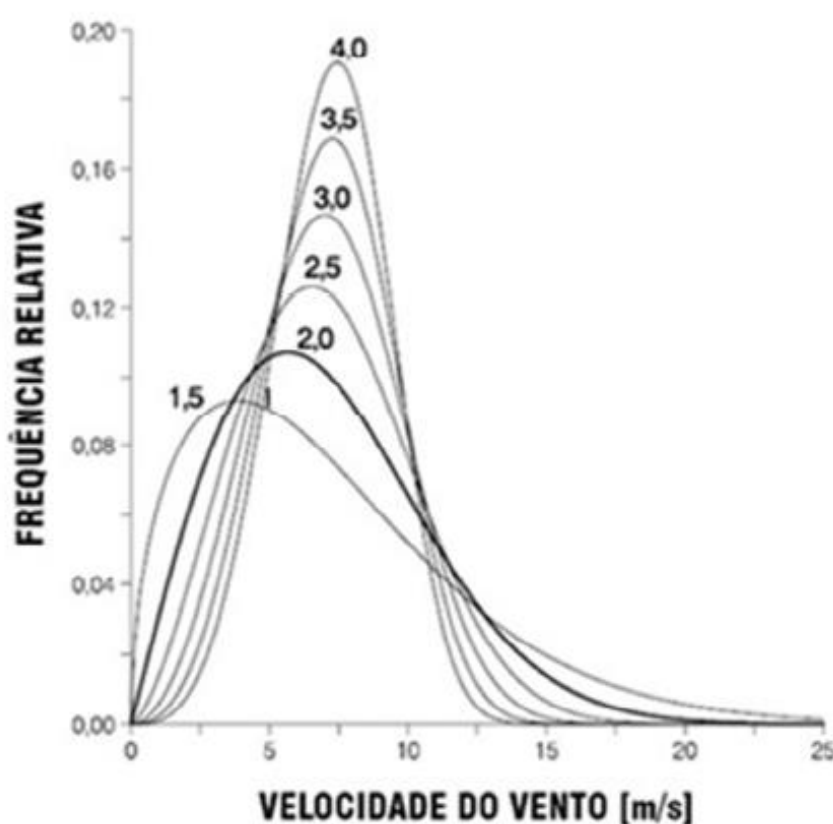


Figura 3-1 Frequência relativa do vento com fator de escala fixo [16]

3.1.1. Comparação entre a Distribuição de *Weibull* e a Série Temporal do vento

Na Tabela 3-1 são expostas as principais características de 4 séries temporais de vento coletadas em regiões de bom potencial eólico, elas foram apresentadas em [1]. Sendo duas no Nordeste, chamadas de Nordeste I e II, uma no Sul e uma no Sudeste. O intervalo de medição de todas elas é de 10 minutos, os registros foram de no mínimo 1 ano (52558 medições), a classe de rugosidade, que foi discutida no capítulo 2, foi a

mesma para todas,1. Os valores máximos e mínimos também foram registrados. Além disso, dados estatísticos importantes como média, mediana, desvio padrão e variância foram arquivados. Sabendo-se os valores de desvio padrão e de velocidade média, os fatores de forma e de escala são calculados. As equações (3.2) e (3.3) mostram como são obtidos k e c , respectivamente.

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{v}} \right)^{-1,086} \quad (3.2)$$

$$c = \frac{\bar{v}}{\int_0^{\infty} (e^{-x}) \left(x^{\frac{1}{k}} \right) dx} \quad (3.3)$$

Onde σ e \bar{v} são, respectivamente, o desvio padrão e a velocidade média da série temporal do vento.

Tabela 3-1 Dados de séries temporais do vento em 4 regiões [1]

Região	Nordeste I	Nordeste II	Sul	Sudeste
Número de medições	52558	56940	52704	52611
Intervalo das Medições	10	10	10	10
Altura das medições	50	65	50	50
Densidade do ar[kg/m ³]	1,18	1,18	1,2	1,22
Classe de rugosidade	1	1	1	1
Número de	165	175	196	179

estados diferentes				
Média[m/s]	7,58	7,36	7	6,59
Mediana	7,2	6,6	6,9	6,5
Valor mínimo[m/s]	0	0,098	0	0
Valor máximo[m/s]	18,7	17,79	20	18,7
Desvio padrão	2,610	2,692	2,882	2,844
Variância	6,8103	8,7734	8,3053	8,089
Fator de forma(k)	3,18	2,68	2,62	2,49
Fator de escala(c)	8,46	8,27	7,88	7,43

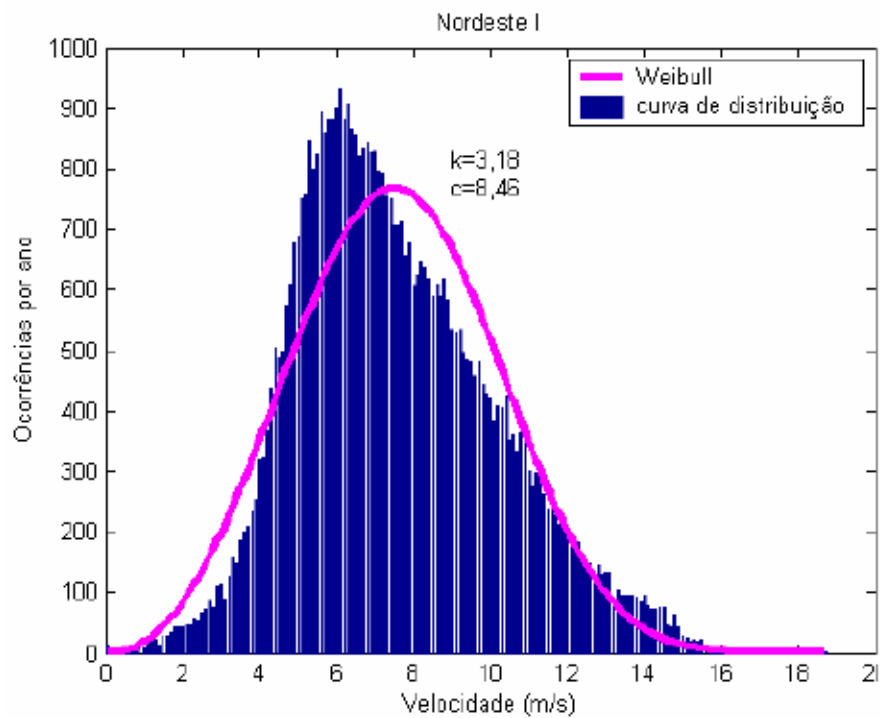


Figura 3-2 Histograma e distribuição de Weibull para a região NE-I [1]

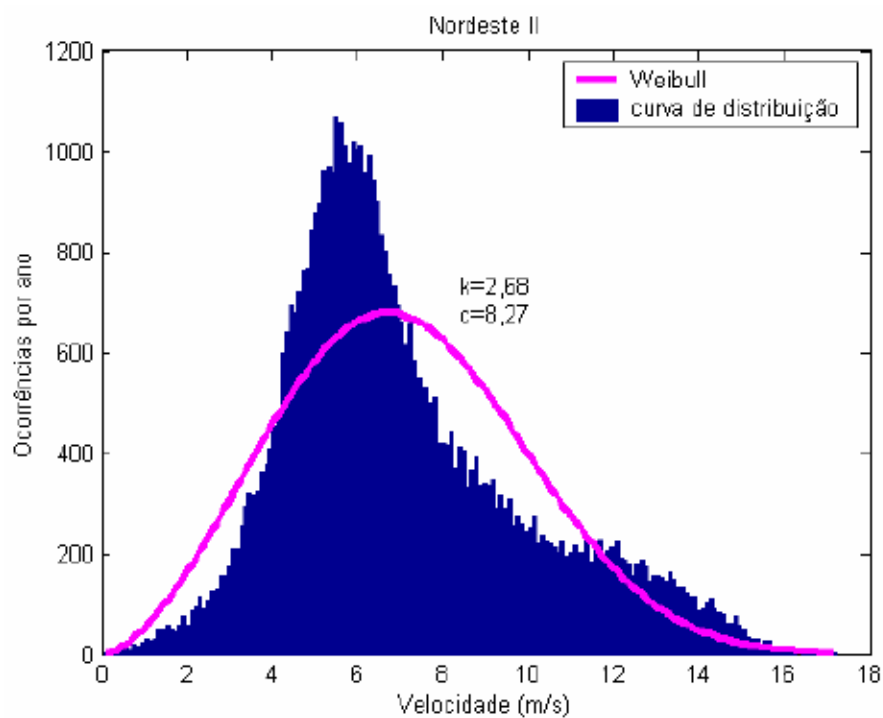


Figura 3-3 Histograma e distribuição de Weibull para a região NE-II [1]

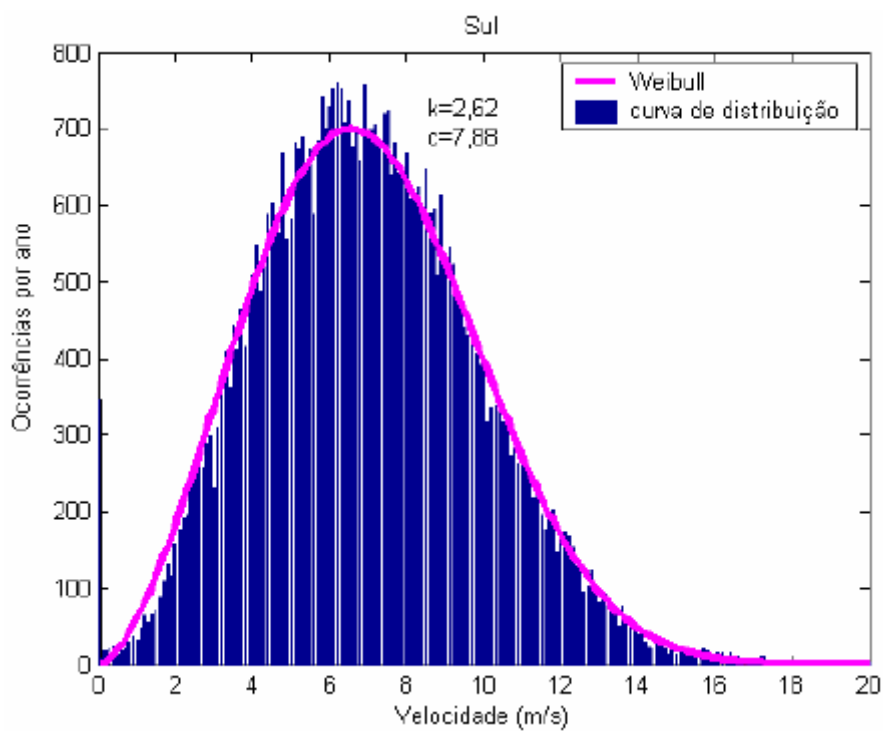


Figura 3-4 Histograma e distribuição de Weibull para a região Sul [1]

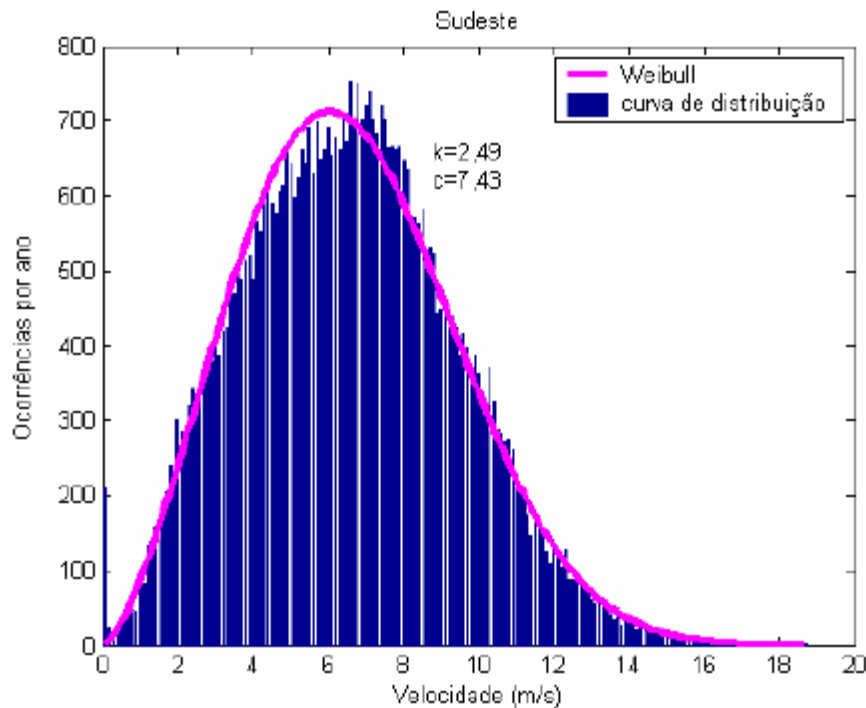


Figura 3-5 Histograma e distribuição de Weibull para a região Sudeste [1]

Nas figuras 3-2, 3-3, 3-4 e 3-5 as distribuições dos dados e as respectivas curvas de *Weibull* são confrontadas, conclui-se que a curva de *Weibull* é um modelo adequado para se representar a distribuição de velocidade. É necessário ter cautela, todavia, em concluir que a curva de *Weibull* será uma boa representação para a distribuição de velocidade indiscriminadamente. A figura 3-3 mostra que o modelo de distribuição de probabilidade de *Weibull* para a região Nordeste 2 não é uma boa representação. A comparação deve ser realizada para que não ocorram erros no projeto do parque eólico.

3.2. Turbina Eólica

Como foi visto no capítulo 2, a potência nominal de uma turbina, o coeficiente de aproveitamento e o tipo de controle são de extrema importância. Por isso, ao se escolher um modelo para implementar um parque eólico, eles devem ser levados em consideração de modo que seja necessária a menor quantidade de aerogeradores tendo em mente a viabilidade do projeto.

O modelo de turbina eólica escolhido foi o da turbina E-126 EP4[17] por apresentar potência nominal alta, controle de *pitch* e coeficiente de aproveitamento máximo da ordem de 45%. É interessante observar também a evolução tecnológica por que passam as turbinas, com valores de potência nominal cada vez maior, há de se notar que elas atingem as velocidades nominal e de início mais rapidamente. Isso faz

com que haja mais geração de energia. Na figura 3-6 e na tabela 3-2 essas configurações são visualizadas.

Tabela 3-2 Potência e Coeficiente da potência em função da velocidade[17]

Velocidade (m/s)	Potência (kW)	Coeficiente de Potência(Cp)
1	0	0
2	0	0
3	58	0,28
4	185	0,37
5	400	0,41
6	745	0,44
7	1200	0,45
8	1790	0,45
9	2450	0,45
10	3120	0,40
11	3660	0,35
12	4000	0,30
13	4150	0,24
14	4200	0,20
15	4200	0,16

16	4200	0,13
17	4200	0,11
18	4200	0,09
19	4200	0,08
20	4200	0,07
21	4200	0,06
22	4200	0,05
23	4200	0,04
24	4200	0,04
25	4200	0,03

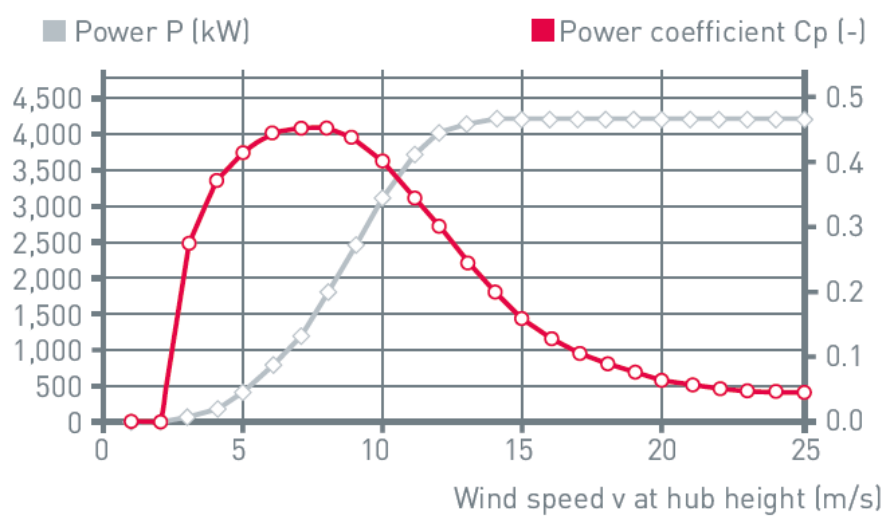


Figura 3-6 Curvas da potência e do fator de potência em função da velocidade[17]

3.3. Estimativa da Produção Anual de Energia

É fundamental saber como a fazenda comportar-se-á durante o ano, a questão é menos ter-se uma estimativa da produção anual de energia. Essa estimativa anual de energia deve ser feita considerando-se a distribuição de *Weibull* de uma determinada região ou local de estudo considerando-se a série temporal para o período de um ano e a curva de potência da turbina eólica em função da velocidade. Então, o produto da frequência anual de uma velocidade pelo valor de potência gerada por aquela respectiva velocidade é a energia anual gerada. Fazendo isso para cada valor das dessas funções, a curva anual de energia é formada [1]. Por exemplo, multiplicando-se a distribuição de *Weibull* da região NE-1, Figura 3-2, pela curva de potência da turbina eólica, Figura 3-6, obtém-se a curva de produção anual de energia, Figura 3-7, para saber a energia total produzida a área dessa função deve ser calculada.

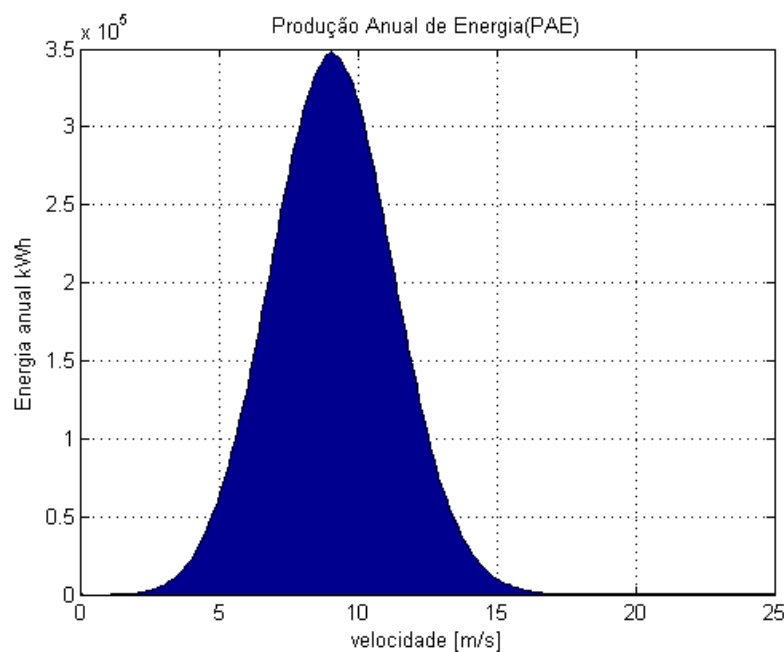


Figura 3-7 Produção Anual de Energia

3.4. Parque Eólico no Fluxo de Potência

No projeto do parque eólico a distância entre as turbinas eólicas deve ser considerada suficientemente grande a ponto de que o sombreamento causado por elas poder ser desconsiderado. Esse critério é ilustrado pela figura 3-8 em que D é o diâmetro do rotor[16]. Dessa forma, a energia gerada pelo parque é obtida somando-se a energia gerada por cada uma das turbinas deste parque. Ou seja, se todas as turbinas

do parque eólico forem iguais, a potência nominal deste é o produto do número de aerogeradores pela potência nominal de cada turbina. A equação 3.4 define essa relação, em que n é o número de aerogeradores, P [MW] é a potência nominal de cada turbina eólica e P_t [MW] é a potência total da fazenda eólica.

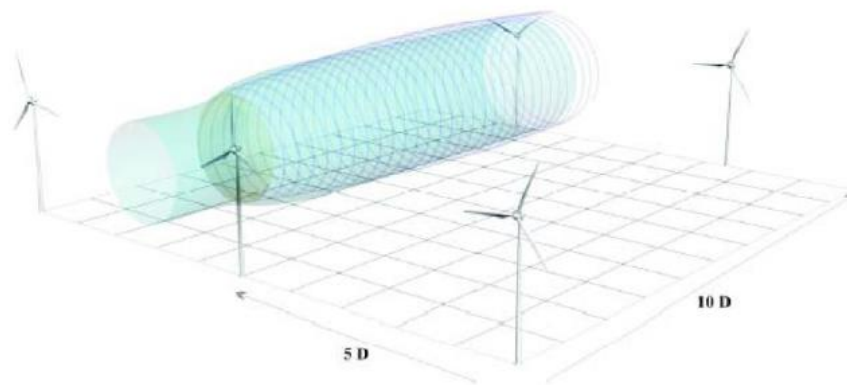


Figura 3-8 Projeto do parque eólico com as distâncias necessárias para desprezar o efeito de sombreamento [16]

$$P_t = nP \quad (3.4)$$

O parque eólico no fluxo de potência é representado pela Figura 3-9, na geração a tensão é de 600V, em seguida ao passar pelo transformador a tensão é elevada para 34,5kV. Assim, a geração é transportada pelo coletor até que haja uma linha de transmissão ou conexão com um ponto local, fazendo com que uma estação transformadora seja instalada antes. Nesta a tensão é novamente elevada de modo que as perdas sejam menores e a transmissão normalmente é feita em 230kV.

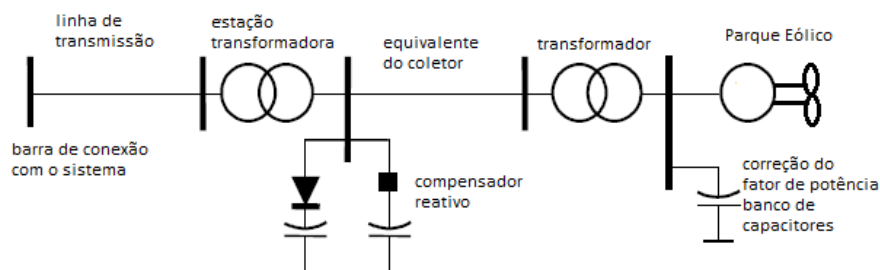


Figura 3-9 Componentes do parque eólico no fluxo de potência

Neste trabalho, entretanto, o interesse está no comportamento do parque eólico, mais especificamente no equivalente das turbinas eólicas. A análise do fluxo de potência

visa estabelecer a forma como deve ser tratada a barra da fazenda eólica, considerando que o fator de potência se mantém constante desde que sejam feitas alterações necessárias com o intuito de que esse requisito seja verdadeiro [22].

A barra de geração eólica é, portanto, tratada como uma barra PQ na qual não há potência reativa, isto é, o fator de potência é unitário, Figura 3-10. A potência ativa é negativa, isso significa que há injeção de potência nessa barra.

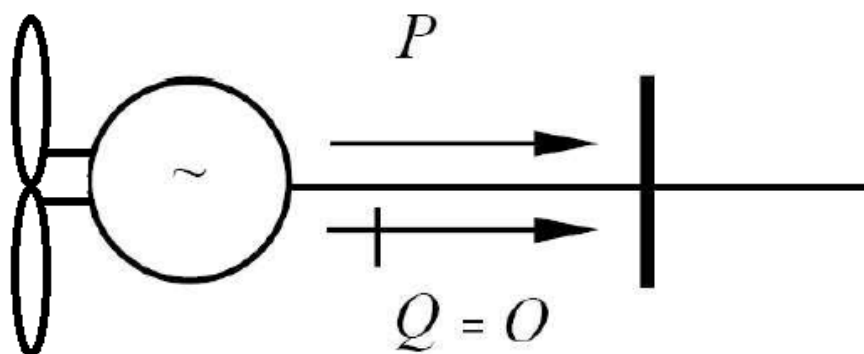


Figura 3-10 Equivalente do parque eólico no fluxo de carga [3]

3.5. Programas e Sistemas de Simulações

O *Matpower* é um pacote do *Matlab*® *M-files* para resolução de problemas de fluxo de potência e problemas de otimização. O programa tem o intuito de ser uma ferramenta de simulação para pesquisadores e educadores pela sua fácil maneira de ser utilizada. Foi concebido para ter o melhor desempenho possível mantendo o código simples de se entender e modificar. [11]

O *Matpower* foi inicialmente desenvolvido por *Ray D. Zimmerman*, *Calos E. Murillo Sánchez* e *Deqian Gan* of *PSerc na Cornell University* sob a direção de *Robert J. Thomas*. A necessidade inicial por um código baseado no *Matlab* para fluxo de potência e otimização do fluxo nasceu fora dos requisitos computacionais do projeto *PowerWeb*. Muitos outros têm contribuído para o *MATPOWER* ao longo dos anos, ele continua a ser desenvolvido e mantido sob a direção de *D. Zimmerman*. Atualmente o pacote se encontra na versão 5.1. [11].

Em sua configuração, os valores dos módulos da tensão são usados em *pu* e a fase usada em radianos, porém, dados de entrada e saída tem a fase fornecida em graus. Internamente todos os ramos e geradores não conectados são removidos antes

de se formular o problema de fluxo de potência. Todas as barras são numeradas sequencialmente e os geradores são reordenados de acordo com o número da barra.

O *Matpower* possui alguns algoritmos de fluxo de potência, entre eles estão: Método de Newton, o Método Desacoplado Rápido e o Método de Gauss Seidel. Nas simulações, o método utilizado é o de Newton-Raphson.

Para o cálculo do fluxo, os dados da rede do sistema elétrico de potência são necessários, a partir dos dados de entrada o programa monta as matrizes necessárias para o Método de Newton-Raphson, desta forma, é possível se obter a matriz de admitância e formar a matriz Jacobiana necessárias para se fazer o método iterativo. O método utilizado no *Matpower* é o da forma polar.

Para se rodar o programa, deve-se executar o comando no *Matlab* a função *runpf('loadcase')*. O fluxo de potência utilizado é o de Newton-Raphson. Já no lugar de *loadcase* é deve-se inserir o nome do arquivo com os dados de entrada. Diversos arquivos encontram-se no pacote, como *case5* (sistema com 5 barras), *case30*(sistema com 30 barras), *case30ieee*(sistema do IEEE largamente utilizado em simulações), *case57*(sistema com 57 barras). Cada sistema possui suas características definidas, entretanto, como é explicado no manual, a variação dos parâmetros é possível. Seja nas potências, impedâncias, tipos de barras, etc. A seguir são apresentados os sistemas de 9 e de 30 barras, eles serão utilizados no capítulo 4 para realizar as simulações

3.5.1 Sistema de 9 Barras

Com a interconexão do sistema elétrico de potência, é notório que um acontecimento ocorrido em umas das barras do sistema pode afetar as barras vizinhas. Ajustes nos barramentos são necessários para que os sistemas mantenham uma tensão mínima em cada barra e assim atender as cargas demandadas.

A fim de se fazer análises mais detalhadas um sistema de 9 barras foi simulado, o único parâmetro que muda em relação as características originais fixas do sistema foi a potência da barra 3. A Figura 3-11 mostra o sistema elétrico de potência de 9 barras.

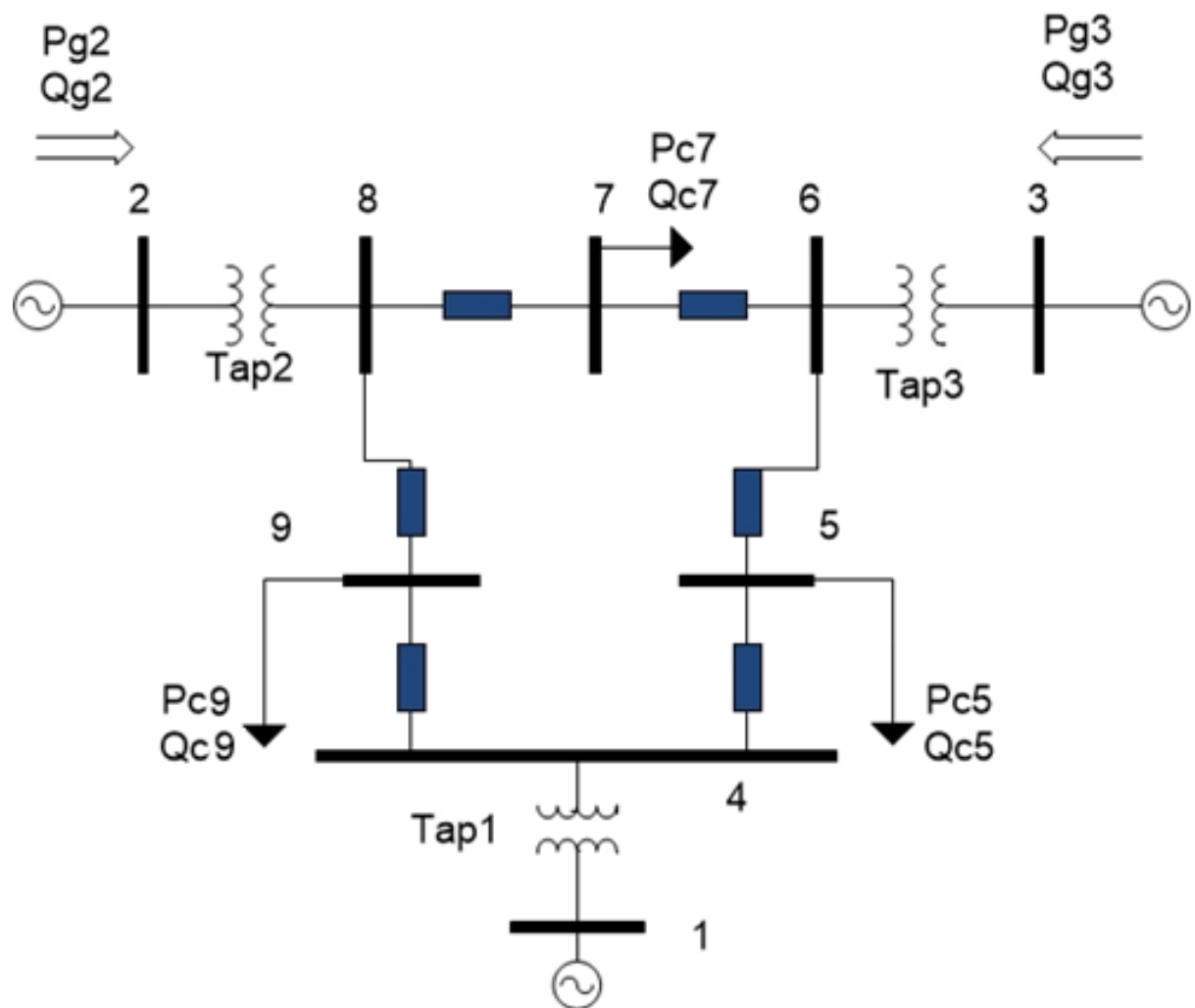


Figura 3-11 Sistema de 9 barras

Observa-se um sistema de 9 barras, tal sistema contém como referência a barra 1 considerada como *swing*, as barras 2 e 3 do tipo *PV* e as demais barras, ou seja, as barras 4 a 9 são do tipo *PQ*.

Tabela 3-3 Dados dos geradores de potência do sistema de 9 barras

Barra	Tensão(pu)	Potência(MW)	Tipo
1	$1 \angle 0^\circ$	-	Slack
2	1	183	PV
3	1	85	PV

Tabela 3-4 Dados das cargas do sistema de 9 barras

Barra	Potência Ativa(MW)	Potência Reativa(MVar)	Classificação
5	90	30	PQ
7	100	35	PQ
9	125	50	PQ

Tabela 3-5 Impedâncias e susceptâncias do sistema de 9 barras

Ramo	Resistência(pu)	Reatância(pu)	Susceptância(pu)
1-4	0	0,0576	0
4-5	0,017	0,092	0,158
5-6	0,039	0,17	0,358
3-6	0	0,0586	0
6-7	0,0119	0,1008	0,209
7-8	0,0085	0,072	0,149
8-2	0	0,0625	0
8-9	0,032	0,161	0,306

9-4	0,01	0,085	0,176
-----	------	-------	-------

A barra escolhida para a simulação foi a barra 3 como visto anteriormente, a geração eólica visa complementar a matriz energética, ou seja, ela não deve ser a principal fonte geradora de potência. A fazenda eólica é definida como uma barra *PQ* na qual não há potência reativa e há injeção de potência ativa saindo da barra, isto é, a potência ativa é negativa. A Figura 3-10 ilustra o equivalente eólico em regime permanente.

3.5.2 Sistema de 30 Barras

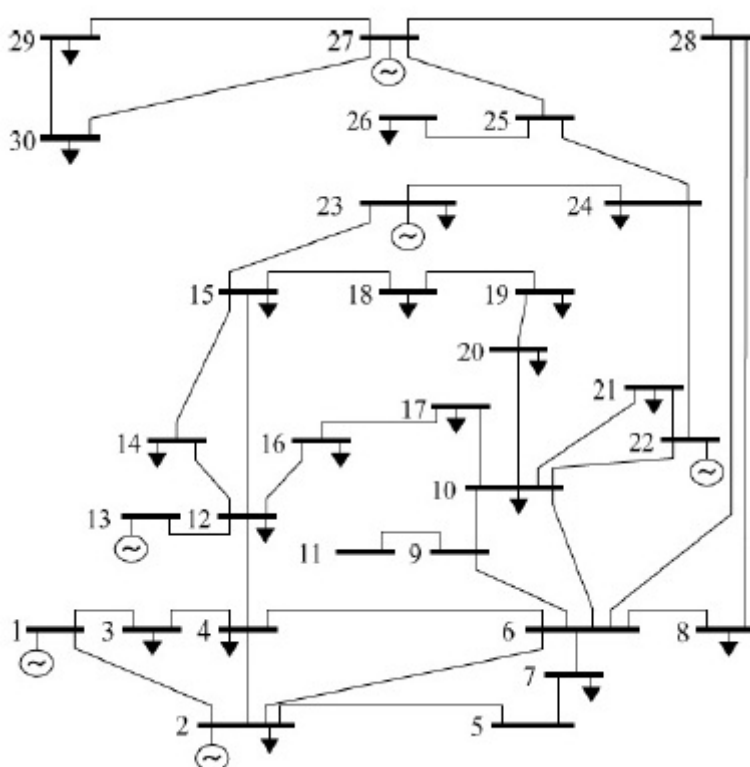


Figura 3-12 Sistema Elétrico de Potência de 30 barras

Tabela 3-6 Dados dos geradores de potência do sistema de 30 barras

Barra	Tensão(pu)	Potência(MW)	Tipo
1	$1 \angle 0^\circ$	23,54	Slack
2	1	60,97	PV

13	1	37	PV
22	1	21,59	PV
23	1	19,2	PV
27	1	26,91	PV

Tabela 3-7 Dados das cargas do sistema de 30 barras

Barra	Potência Ativa(MW)	Potência Reativa(MVar)	Classificação
2	21,7	12,7	PQ
3	2,4	1,2	PQ
4	7,6	1,6	PQ
7	22,8	10,9	PQ
8	30	30	PQ
10	5,8	2	PQ
12	11,2	7,5	PQ
14	6,2	1,6	PQ
15	8,2	2,5	PQ
16	3,5	1,8	PQ
17	9	5,8	PQ
18	3,2	0,9	PQ

19	9,5	3,4	PQ
20	2,2	0,7	PQ
21	17,5	11,2	PQ
23	3,2	1,6	PQ
24	8,7	6,7	PQ
26	3,5	2,3	PQ
29	2,4	0,9	PQ
30	10,6	1,9	PQ

Tabela 3-8 Dados de Impedâncias e susceptâncias do sistema de 30 barras

Ramo	Resistência(pu)	Reatância(pu)	Susceptância(pu)
1-2	0,02	0,06	0,03
1-3	0,05	0,19	0,02
2-4	0,039	0,17	0,358
3-4	0	0,0586	0
2-5	0,0119	0,1008	0,209
2-6	0,0085	0,072	0,149
4-6	0	0,0625	0
5-7	0,032	0,161	0,306
6-7	0,01	0,085	0,176
6-8	0,01	0,04	0
6-9	0	0,21	0
6-10	0	0,56	0
9-11	0	0,21	0
9-10	0	0,11	0
4-12	0	0,26	0
12-13	0	0,14	0
12-14	0,12	0,26	0
12-15	0,07	0,13	0

12-16	0,09	0,2	0
14-15	0,22	0,2	0
16-17	0,08	0,19	0
15-18	0,11	0,22	0
18-19	0,06	0,13	0
19-20	0,03	0,07	0
10-20	0,09	0,21	0
10-17	0,03	0,08	0
10-21	0,03	0,07	0
10-22	0,07	0,15	0
21-22	0,01	0,02	0
15-23	0,1	0,2	0
22-24	0,12	0,18	0
23-24	0,13	0,27	0
24-25	0,19	0,33	0
25-26	0,25	0,38	0
25-27	0,11	0,21	0
28-27	0	0,40	0
27-29	0,22	0,42	0
27-30	0,32	0,60	0

29-30	0,24	0,45	0
8-28	0,06	0,2	0,02
6-28	0,02	0,06	0,01

3.5.3 Códigos

Os códigos foram modificados no sentido a incorporar a geração eólica no sistema de 9 barras e no sistema de 30 barras. Para isso, os próprios códigos dos sistemas foram alterados, providenciando-se a conversão de uma barra de geração para uma barra de carga.

Além disso, houve alterações também nos códigos que rodam os fluxos de potência. O intuito foi criar um *loop* para simular o comportamento aleatório do vento, gerando valores de velocidade que obedecem a distribuição de Weibull. Como a potência da turbina eólica, e consequentemente do parque, é função da velocidade, são gerados valores de potência para a barra na qual onde a usina eólica está instalada. Por último, o fluxo de carga é rodado para cada valor de potência. O *loop* tem a função de armazenar os dados do sistema para cada simulação.

4. TESTES, SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Neste capítulo são simulados os sistemas de 9 e de 30 barras. Primeiramente, são apresentados os resultados da simulação dos sistemas originais, em seguida a fazenda eólica é inserida em uma determinada barra de cada sistema. Perante esses resultados, é possível comparar as simulações para que se tenha noção do impacto da geração eólica nos respectivos sistemas, assim pode-se definir a simulação como um processo estocástico, o qual consiste na experimentação de um modelo ao longo do tempo, que inclui a amostragem de variáveis estocásticas de uma distribuição de probabilidade. Uma das técnicas mais conhecidas para a amostragem de variáveis estocásticas é o denominado Método de Monte Carlo, que se baseia no uso de números aleatórios ou pseudoaleatórios e distribuições estatísticas para investigar a solução de um problema.

Assim, a Simulação de Monte Carlo (SMC) é a ferramenta para avaliar de forma iterativa a solução de um modelo determinístico utilizando uma série de números aleatórios como dado de entrada. Nas simulações são geradas potências nas barras da fazenda eólica do sistema. Esta técnica permite obter informação confiável, sobre diferentes possíveis cenários, facilitando a tomada de decisões. A vantagem desta metodologia baseia-se no fato de que considera a probabilidade de ocorrência dos diferentes eventos e avalia o efeito no sistema [9].

O algoritmo de Monte Carlo é utilizado nas simulações para se analisar o impacto do parque eólico nos sistemas, geram-se valores de velocidade de acordo com a distribuição de *Weibull* fazendo com que um valor de potência seja gerado pelas turbinas eólicas obedecendo a curva característica da potência em função da velocidade. O fluxo de carga é, então, rodado considerando-se esse valor de potência da barra até que haja convergência. O número de simulações é elevado de forma que o comportamento estocástico do vento seja simulado e que toda a distribuição de velocidade possa ser representada. O histograma abaixo demonstra como são realizadas as simulações no sistema adotando-se o algoritmo de Monte Carlo. A quantidade de simulações (1000) foi arbitrada para que as simulações fornecessem uma amostra confiável e não fossem tão prolongadas. As tensões nas barras bem como as potências da barra de referência e

do parque eólico também são observadas. Por último, fluxos nas linhas mais sensíveis dos respectivos sistemas são discutidos.

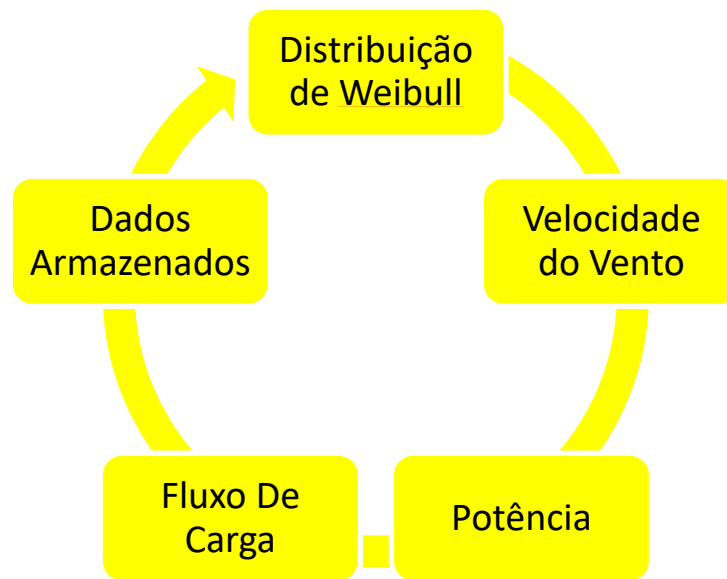


Figura 4-1 Fluxograma da simulação do sistema usando o método de Monte Carlo

4.1 Simulação do Sistema de 9 Barras

Com os valores apresentados no capítulo anterior, o fluxo de carga é rodado de modo que o programa *Matpower* fornece o seguinte conjunto de respostas:

System Summary				
How many?		How much?	P (MW)	Q (MVar)
Buses	9	Total Gen Capacity	820.0	-900.0 to 900.0
Generators	3	On-line Capacity	820.0	-900.0 to 900.0
Committed Gens	3	Generation (actual)	320.0	34.9
Loads	3	Load	315.0	115.0
Fixed	3	Fixed	315.0	115.0
Dispatchable	0	Dispatchable	-0.0 of -0.0	-0.0
Shunts	0	Shunt (inj)	-0.0	0.0
Branches	9	Losses ($I^2 * Z$)	4.95	51.31
Transformers	3	Branch Charging (inj)	-	131.4
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0	0.0
Areas	1			
		Minimum	Maximum	
Voltage Magnitude		0.958 p.u. @ bus 9	1.003 p.u. @ bus 6	
Voltage Angle		-4.35 deg @ bus 9	9.67 deg @ bus 2	
P Losses ($I^2 * R$)		-	2.46 MW @ line 8-9	
Q Losses ($I^2 * X$)		-	16.74 MVar @ line 8-2	

Figura 4-2 Sumário do sistema de 9 barras

A Figura 4-2 mostra informações básicas como número de barras (9), barras de geração incluindo a swing (3), quantidade de transformadores, tensões mínimas, tensões máximas, perdas de potências ativas e reativas.

Bus Data						
Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag (pu)	Ang (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1.000	0.000*	71.95	24.07	-	-
2	1.000	9.669	163.00	14.46	-	-
3	1.000	4.771	85.00	-3.65	-	-
4	0.987	-2.407	-	-	-	-
5	0.975	-4.017	-	-	90.00	30.00
6	1.003	1.926	-	-	-	-
7	0.986	0.622	-	-	100.00	35.00
8	0.996	3.799	-	-	-	-
9	0.958	-4.350	-	-	125.00	50.00
Total:			319.95	34.88	315.00	115.00

Figura 4-3 Dados das barras do sistema de 9 barras

A Figura 4-3 mostra as tensões encontradas nas barras do sistema, observa-se que as barras 1,2 e 3 mantêm a mesma tensão colocada como entrada de dados, fato ocorrido por ser tratar de barra *swing* (barra 1) e barras de geração (barras 2, 3 do tipo *PV*). Com as devidas tensões das barras encontradas, a obtenção das potências ativas e reativas se resume a utilização das equações (2.21) e (2.22).

As potências geradas nas barras do tipo *PV*(barras 2 e 3) são mantidas constantes, e os valores encontrados são as potências reativas das respectivas barras.

Branch Data								
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus Injection P (MW)	Injection Q (MVar)	To Bus Injection P (MW)	Injection Q (MVar)	Loss ($I^2 * Z$)	
			P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	4	1	-71.95	-20.75	71.95	24.07	0.000	3.32
2	4	5	30.73	-0.59	-30.55	-13.69	0.174	0.94
3	5	6	-59.45	-16.31	60.89	-12.43	1.449	6.31
4	6	3	-85.00	7.89	85.00	-3.65	0.000	4.24
5	6	7	24.11	4.54	-24.01	-24.40	0.095	0.81
6	7	8	-75.99	-10.60	76.50	0.26	0.506	4.29
7	8	2	-163.00	2.28	163.00	14.46	0.000	16.74
8	8	9	86.50	-2.53	-84.04	-14.28	2.465	12.40
9	9	4	-40.96	-35.72	41.23	21.34	0.266	2.26
Total:							4.955	51.31

Figura 4-4 Dados dos Ramos

A Figura 4-4 mostra o fluxo de potência que sai das barras, estes fluxos são obtidos pelas equações (2.22) e (2.23). Algumas observações são importantes na leitura da tabela. Cada linha indica o sentido do fluxo entre as linhas das potências ativa e reativa. As perdas também são obtidas nas 2 últimas colunas.

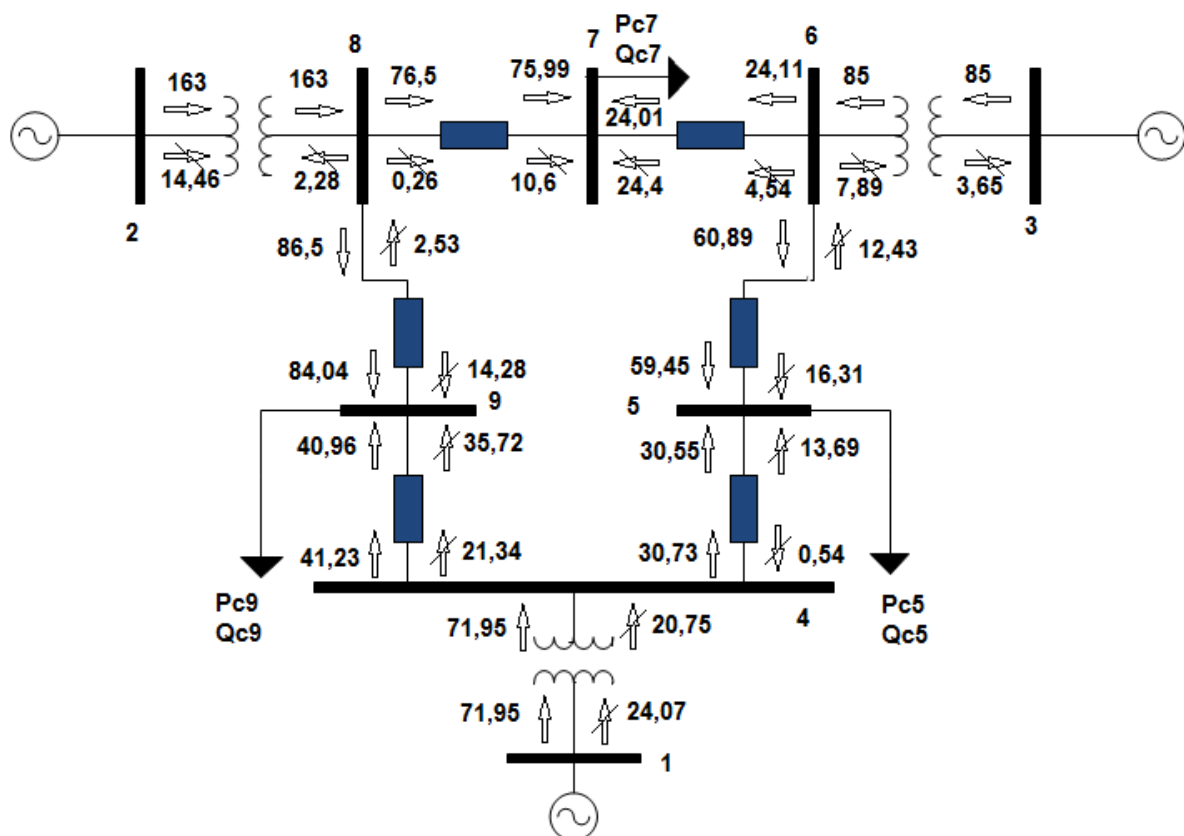


Figura 4-5 Fluxo de potência do sistema de 9 barras

4.2 Simulação do Sistema de 9 Barras considerando a Geração Eólica

A simulação aconteceu com a alteração da barra 3. Esta tornou-se uma barra PQ em que há injeção negativa de potência, gerando, assim, potência. Dessa forma a geração de potência ativa da barra não é mais constante e depende da velocidade do vento. A potência do parque eólico foi próxima de 85 MW, foram consideradas 20 turbinas eólicas. Logo, aplicando a equação (3.4), a potência total da usina eólica é de 84 MW. Desde que seja considerada a hipótese de modo que o efeito de sombreamento seja desconsiderado.

As variações nos módulos das tensões das barras de referência, de geração e do parque eólico são mostradas na Figura 4-7. Pode-se perceber como o módulo da tensão da barra do parque varia em torno de 1 a 1,008 na maioria dos casos. Já as demais barras permaneceram constantes. A tabela mostra também o valor médio da barra 3 e o desvio padrão só reiteram a como essa barra pouco variou.

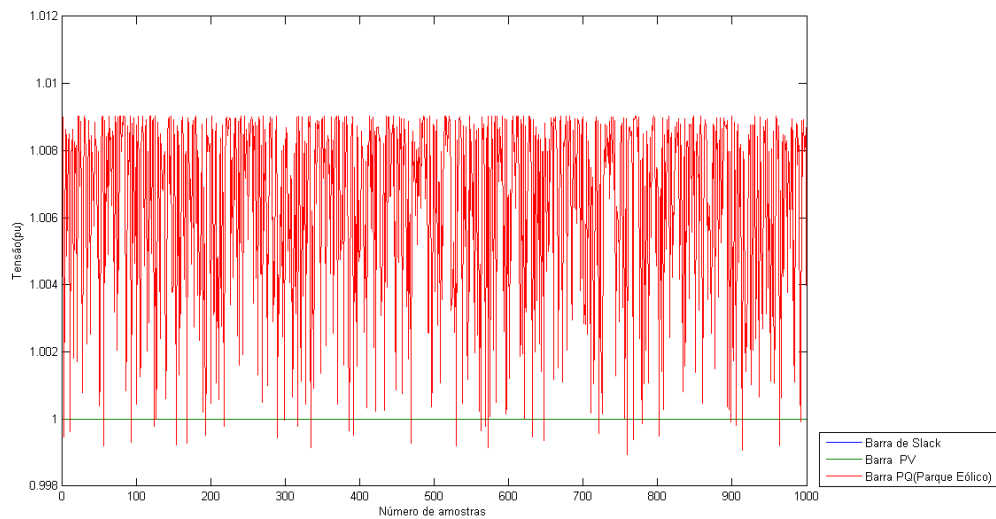


Figura 4-6 Módulos das tensões das barras 1, 2 e 3

Tabela 4-1 Valores originais, médios e desvios padrões das barras de referência e a barra do parque eólico

	Valor Original(pu)	Valor médio(pu)	Desvio Padrão
Barra 1 de Slack	1	1	0
Barra 3	1	1,0064	0,0029

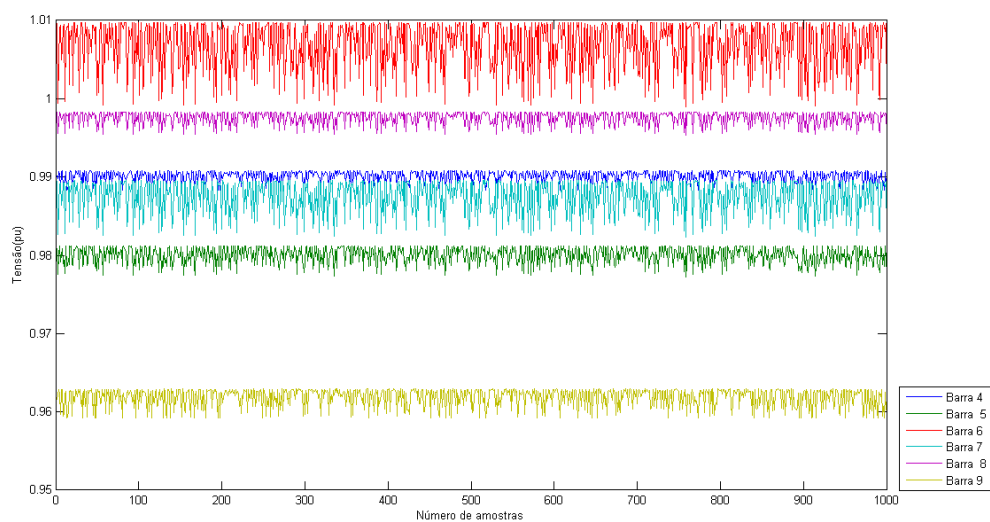


Figura 4-7 Módulos das tensões das demais barras do sistema

Tabela 4-2 Valores originais, médios e desvios padrões das demais barras PQ

	Valor Original(pu)	Média(pu)	Desvio Padrão
Barra 4	0,987	0,9901	0,0007
Barra 5	0,975	0,9800	0,0011
Barra 6	1,0030	1,0069	0,0032
Barra 7	0,986	0,9876	0,0021
Barra 8	0,996	0,9976	0,0008
Barra 9	0,958	0,9619	0,0011

A Figura 4-7 mostra o comportamento das demais barras, PQ, com a variação da potência gerada ao longo das simulações. Os módulos das tensões das barras 6 e 7 foram os mais sensíveis às mudanças de potência da fazenda eólica. Isso pode ser observado pela Tabela 4-2, na qual se vê como os respectivos desvios padrões foram os maiores, reforçando a análise feita a partir do gráfico

A Figura 4-8 explica a relação de geração de potência nesse sistema. Como a potência gerada pela barra 2 é constante, pode-se observar como a barra de referência complementa a falta de geração do parque eólico em relação à potência esperada de 85 MW. Como a barra da usina eólica não contempla esse valor, a barra de referência é forçada a fornecer maior potência do que originalmente a mesma fornecia. Analisando a Tabela 4-3 é possível perceber que há uma geração em média de 40 MW inferior ao que foi projetado para a fazenda eólica.

Considerando-se que o cenário ideal seria ela fornecer a potência que a barra PV do sistema original fornecia, seriam necessários mais aerogeradores no parque eólico, ou seja, no projeto dever-se-ia considerar que o mesmo funciona na maior parte do tempo com velocidade média ou com valores próximos da mesma. Assim, a partir do maior número de turbinas eólicas, seria interessante discutir estratégias de redespacho

da barra 2, quando a potência fornecida da barra 3 fosse maior do que o valor de 85 MW.

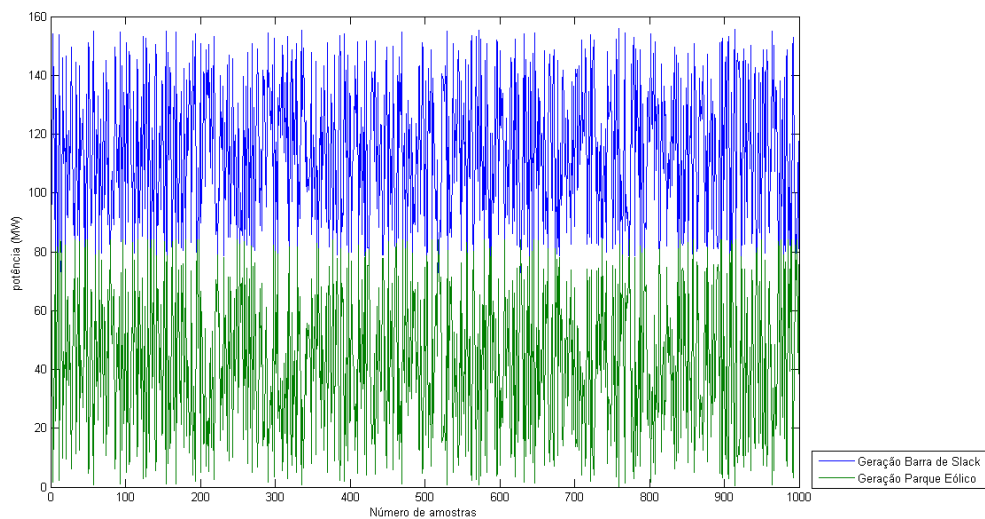


Figura 4-8 Potência das barras de slack e do parque eólico em função do número de amostras

Tabela 4-3 Valores originais, médios e desvios padrões das potências das barras de referência e a barra do parque eólico

	Valor Original(MW)	Valor médio(MW)	Desvio Padrão
Geração Barra de Slack	71,95	113,3248	24,9678
Geração Parque Eólico	85	42,7381	25,2835

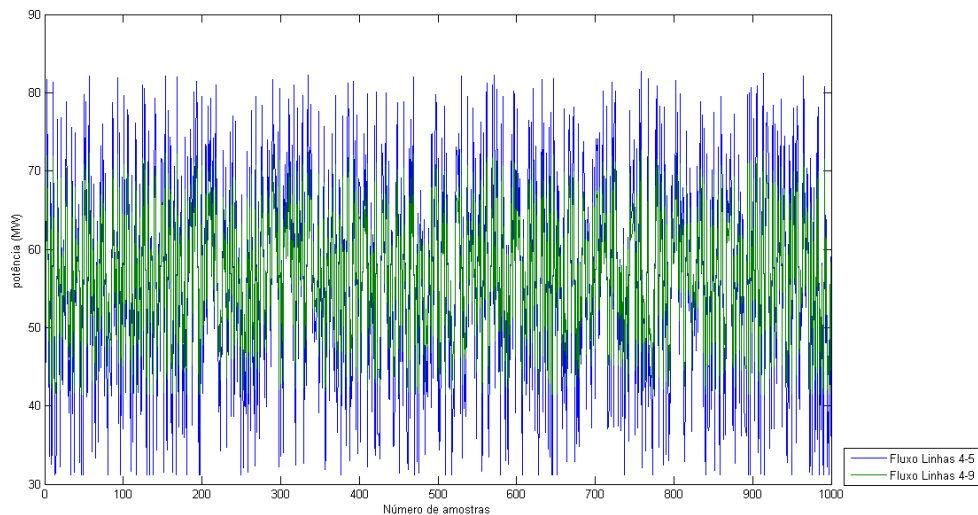


Figura 4-9 Fluxo entre as linhas 4-5 e 4-9

Tabela 4-4 Valores originais, médios e desvios padrões dos fluxos entre as linhas 4-5 e 4-9

	Valor Original (MW)	Valor Médio (MW)	Desvio Padrão
Fluxo entre as linhas 4-5	30,73	56,2292	15,4924
Fluxo entre as linhas 4-9	40,96	56,6769	9,3726

A Figura 4-9 mostra como os fluxos entre as linhas 4-5 e 4-9 se comportam. O fluxo na linha 4-5 aumentou mais do que o fluxo entre as linhas 4-9. Ou seja, como visto anteriormente a potência da barra de referência aumentou e esse aumento de potência fluiu mais entre 4-5 do que 4-9. Este tem menor desvio padrão, Tabela 4-4, já aquele varia bastante como se pode ver no gráfico.

4.3 Simulação do Sistema de 30 Barras

O fluxo de carga para este sistema de 30 barras, cujas características foram apresentadas no capítulo anterior, utilizando o método de *Newton-Raphson*. Para esse sistema o programa Matpower forneceu a seguinte resposta:

System Summary				
How many?		How much?	P (MW)	Q (MVar)
Buses	30	Total Gen Capacity	335.0	-95.0 to 405.9
Generators	6	On-line Capacity	335.0	-95.0 to 405.9
Committed Gens	6	Generation (actual)	191.6	100.4
Loads	20	Load	189.2	107.2
Fixed	20	Fixed	189.2	107.2
Dispatchable	0	Dispatchable	-0.0 of -0.0	-0.0
Shunts	2	Shunt (inj)	-0.0	0.2
Branches	41	Losses ($I^2 * Z$)	2.44	8.99
Transformers	0	Branch Charging (inj)	-	15.6
Inter-ties	7	Total Inter-tie Flow	33.2	27.1
Areas	3			
Minimum			Maximum	
Voltage Magnitude	0.961 p.u. @ bus 8		1.000 p.u. @ bus 1	
Voltage Angle	-3.96 deg @ bus 19		1.48 deg @ bus 13	
P Losses ($I^2 * R$)	-		0.29 MW @ line 2-6	
Q Losses ($I^2 * X$)	-		2.10 MVar @ line 12-13	

Figura 4-10 Sumário do sistema de 30 barras

A Figura 4-10 mostra informações básicas como número de barras (30), barras de geração incluindo a *swing* (6), quantidade de transformadores, tensões mínimas, tensões máximas, perdas de potências ativas e reativas.

Bus Data						
Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag (pu)	Ang (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1.000	0.000*	25.97	-1.00	-	-
2	1.000	-0.415	60.97	32.00	21.70	12.70
3	0.983	-1.522	-	-	2.40	1.20
4	0.980	-1.795	-	-	7.60	1.60
5	0.982	-1.864	-	-	-	-
6	0.973	-2.267	-	-	-	-
7	0.967	-2.652	-	-	22.80	10.90
8	0.961	-2.726	-	-	30.00	30.00
9	0.981	-2.997	-	-	-	-
10	0.984	-3.375	-	-	5.80	2.00
11	0.981	-2.997	-	-	-	-
12	0.985	-1.537	-	-	11.20	7.50
13	1.000	1.476	37.00	11.35	-	-
14	0.977	-2.308	-	-	6.20	1.60
15	0.980	-2.312	-	-	8.20	2.50
16	0.977	-2.644	-	-	3.50	1.80

Figura 4-11 Dados das barras do sistema de 30 barras

17	0.977	-3.392	-	-	9.00	5.80
18	0.968	-3.478	-	-	3.20	0.90
19	0.965	-3.958	-	-	9.50	3.40
20	0.969	-3.871	-	-	2.20	0.70
21	0.993	-3.488	-	-	17.50	11.20
22	1.000	-3.393	21.59	39.57	-	-
23	1.000	-1.589	19.20	7.95	3.20	1.60
24	0.989	-2.631	-	-	8.70	6.70
25	0.990	-1.690	-	-	-	-
26	0.972	-2.139	-	-	3.50	2.30
27	1.000	-0.828	26.91	10.54	-	-
28	0.975	-2.266	-	-	-	-
29	0.980	-2.128	-	-	2.40	0.90
30	0.968	-3.042	-	-	10.60	1.90
Total:			191.64	100.41	189.20	107.20

Figura 4-12 Continuação dos dados das barras do sistema de 30 barras

As Figuras 4-11 e 4-12 mostram as tensões encontradas nas barras do sistema, observa-se que as barras 1, 2, 13, 21, 22 e 26 mantêm a mesma tensão colocada como entrada de dados, fato ocorrido por ser tratar de barra *swing* (barra 1) e barras de geração (barras 2, 13, 21, 22 e 26 do tipo *PV*). As potências geradas nas barras do tipo são mantidas constantes, e os valores encontrados são as potências reativas das respectivas barras.

Branch Data								
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus P (MW)	Injection Q (MVar)	To Bus P (MW)	Injection Q (MVar)	Loss ($I^2 * Z$)	
							P (MW)	Q (MVar)
1	1	2	10.89	-5.09	-10.86	2.17	0.026	0.08
2	1	3	15.08	4.09	-14.96	-5.57	0.127	0.48
3	2	4	16.07	5.21	-15.89	-6.66	0.178	0.50
4	3	4	12.56	4.37	-12.54	-4.30	0.018	0.07
5	2	5	13.79	4.51	-13.68	-6.03	0.110	0.44
6	2	6	20.28	7.42	-19.99	-8.50	0.289	0.87
7	4	6	22.50	11.38	-22.43	-11.12	0.066	0.26
8	5	7	13.68	6.21	-13.56	-6.88	0.120	0.29
9	6	7	9.27	3.17	-9.24	-4.02	0.031	0.08
10	6	8	24.82	24.43	-24.69	-23.92	0.128	0.51
11	6	9	5.79	-3.36	-5.79	3.46	0.000	0.10
12	6	10	3.31	-1.92	-3.31	2.00	0.000	0.09
13	9	11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.00
14	9	10	5.79	-3.46	-5.79	3.51	-0.000	0.05
15	4	12	-1.67	-2.02	1.67	2.04	0.000	0.02
16	12	13	-37.00	-9.26	37.00	11.35	0.000	2.10

Figura 4-13 Dados dos ramos do sistema de 30 barras

17	12	14	5.39	0.88	-5.35	-0.80	0.037	0.08
18	12	15	9.48	-1.06	-9.41	1.19	0.066	0.12
19	12	16	9.26	-0.10	-9.18	0.28	0.080	0.18
20	14	15	-0.85	-0.80	0.85	0.80	0.003	0.00
21	16	17	5.68	-2.08	-5.65	2.15	0.031	0.07
22	15	18	9.16	0.76	-9.07	-0.57	0.097	0.19
23	18	19	5.87	-0.33	-5.85	0.38	0.022	0.05
24	19	20	-3.65	-3.78	3.66	3.80	0.009	0.02
25	10	20	5.92	4.62	-5.86	-4.50	0.052	0.12
26	10	17	3.37	8.01	-3.35	-7.95	0.023	0.06
27	10	21	-2.23	-11.67	2.28	11.77	0.044	0.10
28	10	22	-3.75	-8.48	3.82	8.62	0.062	0.13
29	21	22	-19.78	-22.97	19.87	23.16	0.093	0.19
30	15	23	-8.81	-5.25	8.91	5.47	0.109	0.22
31	22	24	-2.10	7.80	2.18	-7.68	0.078	0.12
32	23	24	7.09	0.88	-7.02	-0.75	0.066	0.14
33	24	25	-3.86	1.77	3.89	-1.71	0.035	0.06
34	25	26	3.55	2.37	-3.50	-2.30	0.046	0.07
35	25	27	-7.44	-0.66	7.50	0.78	0.063	0.12
36	28	27	-6.11	-6.08	6.11	6.40	0.000	0.31
37	27	29	6.17	1.68	-6.08	-1.51	0.090	0.17
38	27	30	7.12	1.67	-6.95	-1.35	0.171	0.32
39	29	30	3.68	0.61	-3.65	-0.55	0.035	0.07
40	8	28	-5.31	-6.08	5.34	4.33	0.036	0.12
41	6	28	-0.77	-2.70	0.77	1.75	0.001	0.00
Total:							2.444	8.99

Figura 4-14 Continuação dos dados dos ramos do sistema de 30 barras

As Figura 4-13 e 4-14 mostram o fluxo de potência que sai das barras, estes fluxos são obtidos pelas equações (2.22) e (2.23). Algumas observações são importantes na leitura da tabela.

4.4 Simulação do Sistema de 30 Barras com Geração Eólica

A barra escolhida para o parque eólico no sistema de 30 barras foi a barra 13, já que ela não é a barra do sistema com maior potência mas é uma barra PV e o objetivo da simulação é substituir esse tipo de barra por uma barra PQ na qual o parque eólico substitui o gerador original da barra.

O número de aerogeradores é de 9 para que o valor da potência seja próximo ao da potência nominal original do sistemas. Assim, a potência nominal do parque eólico é de 37,8 MW, ou seja, um valor muito próximo ao de 37 MW. Para se chegar a esse valor, basta aplicar a equação 3.

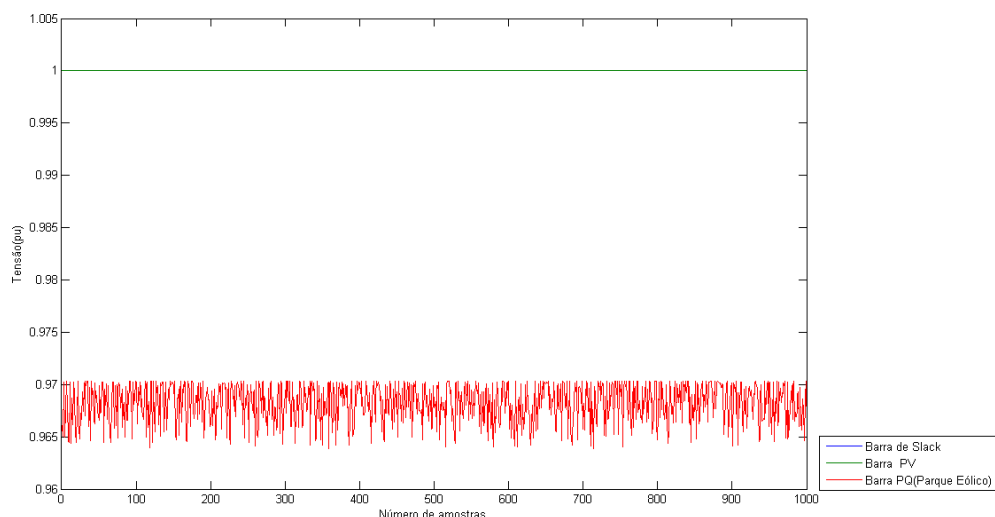


Figura 4-15 Módulos das tensões das barras de Slack, PV e do parque eólico

Tabela 4-5 Valores originais, médios dos módulos das tensões e o desvio padrão de cada barra

	Valor Original(pu)	Valor médio(pu)	Desvio Padrão
Barra 1 de Slack	1	1	0
Barra 13	1	0,9683	0,0019

As variações no módulos da tensão das barras de referência, de geração e do parque eólico são mostradas na Figura 4-15. Novamente como no sistema de 9 barras, os módulos das tensões nas barras de *slack* e *PV* são constante por definição. A barra do parque teve maior queda neste sistema de 30 barras do que no de 9 barras. Isso pode ser verificado na Tabela 4-5 já que o valor médio do módulo da tensão é de 0,9683. Analisando-se o desvio padrão dessa barra, é possível concluir que houve maior variação, isso também pode ser verificado no gráfico. Já as demais barras permaneceram constantes.

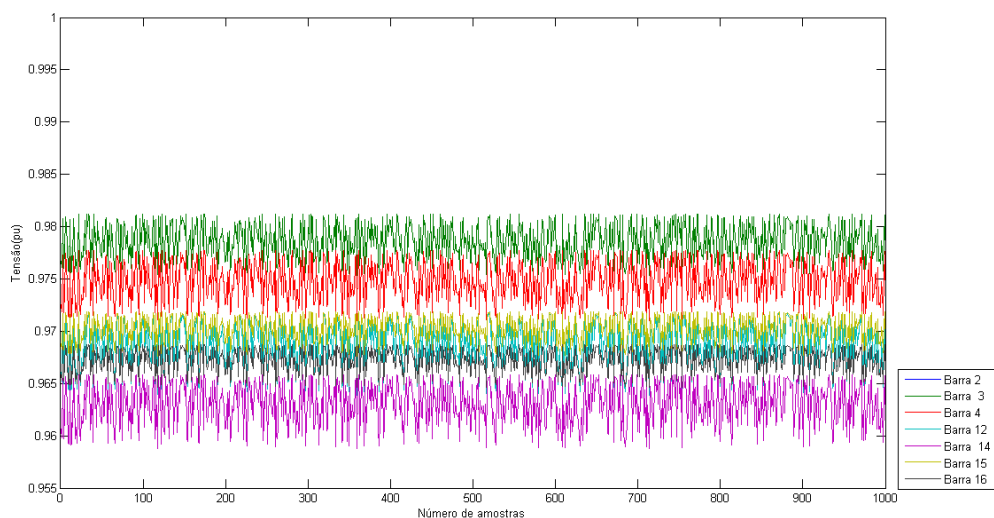


Figura 4-16 Módulos das tensões das barras próximas às barras de Slack e do parque eólico

Tabela 4-6 Valores originais, médios das barras próximas às barras de slack e da usina eólica e os respectivos desvios padrões

	Valor Original (pu)	Valor Médio(pu)	Desvio Padrão
Barra 2	1	1	0
Barra 3	0,983	0,9787	0,0017
Barra 4	0,980	0,9748	0,0020
Barra 12	0,985	0,9688	0,0023

Barra 14	0,977	0,9631	0,0021
Barra 15	0,980	0,9703	0,0012
Barra 16	0,977	0,9672	0,0012

A Figura 4-16 mostra o comportamento das barras *PQ* próximas às barras de referência e da usina eólica com a variação da potência gerada ao longo das simulações.

As barras 12 e 14 foram as mais afetadas pelo parque eólico. Os módulos de tensões dessas barras em média foram mais reduzidos. Já nas barras próximas à barra de referência, a barra 4 foi a mais afetada. A mesma apresentou o maior desvio padrão. Isso pode ser observado pela Tabela 4-6, na qual se vê como os respectivos valores médios em comparação com os originais diminuíram e como as barras variaram, analisando-se o desvio padrão. Esses parâmetros estatísticos ajudam na compreensão do gráfico dos módulos das tensões em função do número de amostras.

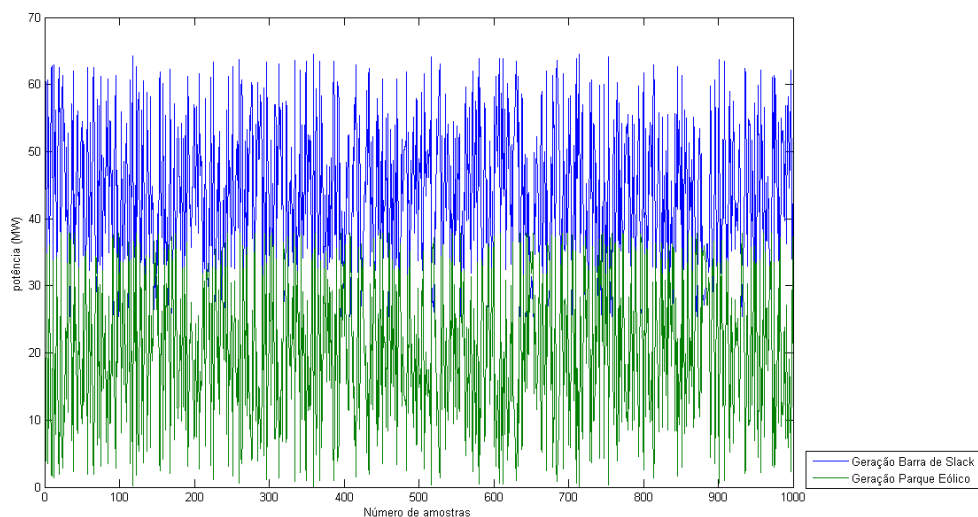


Figura 4-17 Potências geradas pela barra de referência e pelo parque eólico

Tabela 4-7 Valores originais, médios e desvios padrões das potências geradas pelas barras de slack e da usina eólica

	Valor Original(MW)	Valor Médio(MW)	Desvio Padrão
--	--------------------	-----------------	---------------

Potência Gerada	25,97	43,5192	11,6528
Potência do parque eólico	37,00	20,1305	11,2838

A geração de potência do sistema pode ser melhor compreendida pela Figura 4-17. Como as potências geradas pelas demais barras de geração são constantes nessa simulação, nota-se que a barra de referência complementa a potência do parque eólico já que o mesmo não opera na maior parte da amostragem com a sua potência nominal, que seria de 37 MW.

Desse modo, tem-se que a barra de referência gera, em média, quase 18 MW do que gerava para a configuração original do sistema. Ambas barras apresentam desvios padrões semelhantes por possuírem essa dependência, ou seja, quando a eólica fornece menos do que o esperado, a barra de slack tem de aumentar sua potência fornecida.

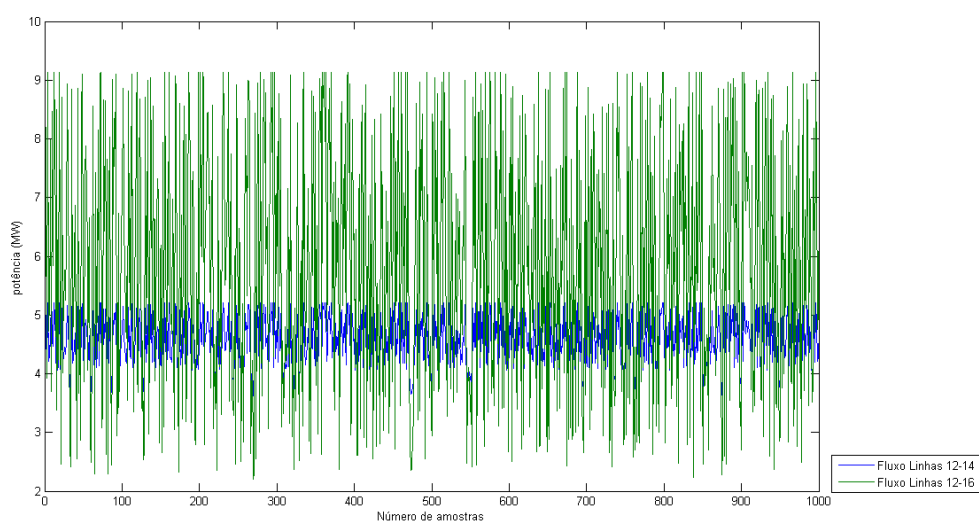


Figura 4-18 Fluxo entre as linhas 12-14 e 12-16

Tabela 4-8 Valores originais, médios e desvios padrões dos fluxos entre as linhas 12-14 e 12-16

	Valor Original(MW)	Valor Médio(MW)	Desvio Padrão
Fluxo entre as linhas 12-14	5,39	4,4748	0,4716
Fluxo entre as linhas 12-16	9,26	5,9024	2,0693

De forma análoga ao sistema de 9 barras, foram analisados fluxos de potência entre as linhas. No caso do sistema de 30 barras, optou-se por analisar as linhas que estão próximas à fazenda eólica. Assim, na Figura 4-18 as variações dos fluxos nas linhas 12-14 e 12-16 são mostradas em função do número de amostras. Primeiramente, nota-se que as linhas operam com uma capacidade inferior aos valores do sistema original, Isso também é observado na Tabela 4-8, já que os valores médios são menores. A linha que apresentou maior sensibilidade à mudança de geração na barra 13, pois o desvio padrão é o mais elevado.

5. CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou estudo de casos em que se avaliou o impacto da inserção de geração eólica em um sistema de potência genérico. Casos particulares foram simulados para um sistema com 9 barras e outro com 30 barras. Nestes sistemas, substituiu-se uma determinada barra de geração do problema original por uma fazenda eólica equivalente. A fazenda eólica equivalente foi simulada por uma barra PQ com fator de potência unitário e potência ativa negativa. Foram feitas simulações considerando-se a natureza estatística da velocidade do vento, baseada em uma distribuição de Weibull. Com base nestas simulações foram observados impactos nas tensões, na geração da barra *swing*, nos fluxos de interligações e na geração proporcionada pela usina eólica. As simulações foram realizadas no aplicativo Matpower, sendo o mesmo devidamente adaptado para incorporar a modelagem da geração eólica e da natureza estatística atribuída ao vento.

O trabalho teve uma descrição particular dos principais componentes de uma fazenda eólica, estando o mesmo estruturado em capítulos de modo a fornecer, ao mesmo tempo, conceitos básicos de sistemas eólicos e sobre a simulação do problema de fluxo de potência associado.

No capítulo 1, foi dada uma introdução de modo que se contextualizasse o tema de trabalho, observando a diversificação da matriz energética brasileira.

No capítulo 2 foi analisada a teoria de formação dos ventos, juntamente com os aspectos mais importantes da geração de potência pela turbina eólica. Foram abordados a curva de potência em função da velocidade do vento, os mecanismos de controle da pá da turbina. O coeficiente de potência também foi discutido, permitindo-se entender como a turbina aproveita a potência disponível. Uma série temporal do vento foi apresentada para que o comportamento estocástico do vento fosse melhor compreendido.

O mapa do potencial eólico brasileiro foi mostrado de modo que a magnitude de gerar energia através do vento seja entendida. O problema do fluxo de carga em um sistema elétrico de potência foi levantado, o método de Newton-Raphson foi apresentado para solucionar esse problema.

No capítulo 3 a modelagem necessária para o entendimento das simulações foi exposta. Assim, iniciou-se o capítulo com a análise de uma distribuição de probabilidade

de Weibull, permitindo com que a série temporal analisada no capítulo 2 fosse discutida de acordo com parâmetros estatísticos.

Foi discutida também a adaptação dessa análise comparando-se com o histograma de algumas séries temporais do vento. o resultado consistiu na obtenção dos gráficos para a análise de um sistema elétrico de potência com a inserção da geração eólica. O estudo teórico a respeito de problemas de fluxo de potência, do comportamento estocástico do vento, do funcionamento de turbinas eólicas desde a formação do vento até a geração de potência por elas em função da velocidade foi necessário para que as análises pudessem ser feitas.

No capítulo 4 foram realizados os resultados, análises e simulações. Primeiramente, simulou-se o sistema de 9 barras com as características originais do sistema, em seguida, os testes foram com as simulações considerando a geração eólica no sistema. Iniciou-se, então, a discussão na qual os valores originais obtidos no fluxo de carga sem a eólica eram comparados com os em que havia a eólica. Desse modo, compararam-se os valores de tensão das barras, as potências da barra de *slack* e da barra do parque eólico. Por último, nessa simulação, os fluxos entre linhas foram objetos de análise. De forma análoga, o mesmo procedimento foi adotado para o sistema de 30 barras.

Conclui-se, portanto, que o objetivo do trabalho de fazer a comparação do fluxo de carga para os sistemas originais com o fluxo de carga considerando a fazenda eólica foi alcançado de modo que a análise de sensibilidade do sistema, fazendo com que as potências nas barras de referência e da fazenda variassem, pôde ser observada.

. Diversos trabalhos futuros podem ser feitos nesta área, entre eles seria interessante fazer:

- Análise de um sistema de potência com um número maior de barras;
- Mais análises com diferentes cenários de séries temporais do vento;
- Modelagem dos arquivo do Matpower para diferentes tipos de turbinas eólicas;
- Implementação de um código capaz de encontrar o ponto no qual seja permitido maior número de aerogeradores, fazendo com que a potência nominal do parque eólico seja atendida na maior parte do tempo e, quando ela for maior discutir estratégias de redespacho de potência.

6. REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

- [1]. **Leite, Andréa Pereira.** *Modelagem de Fazendas Eólicas*. UFRJ. Rio de Janeiro, 2005.
- [2]. **Oliveira, K. L.M.** Projeto Básico de um Parque Eólico e Estudos de Conexão. UFJF, Juiz de Fora. 2014.
- [3]. **Ferraz, Ana Paula Cardoso.** Avaliação da Operação de Geradores Eólicos em Regime Estacionário Considerando a Conexão Direta à Rede Elétrica. UFRJ, Rio de Janeiro. 2010.
- [4]. **Borges, Carmen Lúcia Tancredo.** *Análise de Sistema de Potência*. Departamento de Eletrotécnica, UFRJ. Rio de Janeiro : s.n., 2005.
- [5]. **Neto, Antonio Samuel.** *Análise e Controle de Centrais Eólicas a Velocidade Variável Utilizando ATPDraw*. UFPE, Recife. 2005.
- [6]. **Schultz, Oliva Fernando Lima.** *A Gestão de Riscos em Investimentos Em Energia Eólica No Setor Elétrico Brasileiro*. UFMG, Belo Horizonte. 2013.
- [7]. **Malta, Cínthia Sales.** *Estudos de Séries Temporais de Vento Utilizando Análises Estatísticas e Agrupamentos de Dados*. UFRJ, Rio de Janeiro. 2009.
- [8]. **Manwell, J.F.** *Wind Energy Explained: Theory, Design And Application*. Editora John Wiley & Sons. 2002.
- [9]. **Roberts, Justo José.** *Método Análise de Desempenho de um Sistema Híbrido de Geração de Energia Solar-Eólico-Diesel Considerando Variações Probabilísticas da Carga e dos Recursos Renováveis*. UNESP, Guaratinguetá, 2012.
- [10]. **MathWorks.** [Online] <http://www.mathworks.com/products/matlab/>. Acesso em Dezembro de 2013
- [11]. **Matpower 5.1** *User's Manual*. Março de 2015.
- [12]. **Mendonça, Ricardo Barros de.** *Modelagem de Usinas Eólicas através de um Processo de Markov e Técnicas de Confiabilidade para a Estimativa Anual da Energia Produzida*. Natal, 2009.
- [13]. **Souza, Tatiana Araújo de.** *Agrupamento de Séries Temporais de Vento para Avaliação da Disponibilidade de Geração de Usinas Eólicas*. UFRJ, Rio de Janeiro. 2008.

- [14]. **Pavinatto, Eduardo Fiorini.** *Ferramenta para Auxílio à Análise de Viabilidade Técnica da Conexão de Parques Eólicos à Rede Elétrica.* CUFRJ, Rio de Janeiro. 2005.
- [15]. **Jacob, Natália Moreira.** *Estudo do Fluxo de potência de um gerador de indução de dupla alimentação atuando em um sistema eólico-elétrica.* USP, São Carlos. 2013.
- [16]. **ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica.** *Atlas de Energia Elétrica do Brasil.* Brasília, 2008.
- [17]. **ENERCON.** [Online] <http://www.enercon.de/en/service/#Cat1> acesso em Junho de 2016.
- [18] **Bento, José Antônio Chiabai.** *Requisitos de suporte de potência reativa para a operação de usinas eólicas.* UFJF, Juiz de Fora. 2013.
- [19] **MIT.** [Online] <http://web.mit.edu/windenergy/windweek/Presentations/Wind%20Energy%20101.pdf>. Acesso em Junho de 2016.
- [20] **Dutra, R.** *Energia Eólica: Princípios e Tecnologia.* CRESESB(Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito). 2008.
- [21] **Freitas, Francisco Damasceno.** *Análise de Sistema de Potência.* Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília. Brasília : s.n.
- [22] **Glover, J. Duncan.** *Power System Analysis & Design.* Cengage Learning, EUA. 2012.

7. ANEXOS

ANEXO I

CÓDIGO UTILIZADO PARA A SIMULAÇÃO DO SISTEMA DE 9 BARRAS COM INSERÇÃO DO PARQUE EÓLICO

.

```
function mpc = case9
%CASE9 Power flow data for 9 bus, 3 generator case.
% Please see CASEFORMAT for details on the case file format.
%
% Based on data from Joe H. Chow's book, p. 70.

% MATPOWER
% $Id: case9.m 2408 2014-10-22 20:41:33Z ray $

%% MATPOWER Case Format : Version 2
mpc.version = '2';

%%x=5*randn(1);
%x=5*wblrnd(1,1);
%y=-85+x;v=0:0.1:27;
%v=0:0.1:27;
%v_data = [5;6;7;8;9;10;11;12;13;14;15;16;17;18;19;20;21;22;23;24;25;26;26.5;27];
%P_data = -
[0;0.1;0.26;0.49;0.77;1.09;1.43;1.79;2.14;2.48;2.79;3.08;3.32;3.53;3.69;3.80;3.88;3.9
1;3.91;3.91;3.91;3.91;3.91;0].*21.74;
%p=interp1(v_data,P_data,v);
%v=0:0.1:25;
%Sbase=3.91;
%v_data =
[0;1;2;3;4;5;6;7;8;9;10;11;12;13;14;15;16;17;18;19;20;21;22;23;24;25;26;27];
%P_data =
[0;0;0;0;15;120;248;429;662;964;1306;1658;1984;2264;2450;2500;2500;2500;2500;
2500;2500;2500;2500;2500;2500;2500;0;0];
v_data= [0;1;2;3;4;5;6;7;8;9;10;11;12;13;14;15;16;17;18;19;20;21;22;23;24;25];
P_data =
[0;0;58;185;400;745;1200;1790;2450;3120;3660;4000;4200;4200;4200;4200;4200;4
200;4200;4200;4200;4200;4200;4200;4200;4200];
c=8.46;
k=3.18;
v=wblrnd(c,k);
P0=interp1(v_data,P_data,v);
n_aero=20;
```

```
Pt=n_aero.*P0;
y=-Pt/1000;
```

```
%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
mpc.baseMVA = 100;
```

```
%% bus data
%   bus_i type Pd   Qd   Gs   Bs   area Vm   Va   baseKV   zone
      Vmax Vmin
mpc.bus = [
    1    3    0    0    0    0    1    1    0    345    1    1.1
    0.9;
    2    2    0    0    0    0    1    1    0    345    1    1.1
    0.9;
    3    1    y    0    0    0    1    0    345    1    1.1    0.9;
    4    1    0    0    0    0    1    1    0    345    1    1.1
    0.9;
    5    1    90    30    0    0    1    1    0    345    1    1.1
    0.9;
    6    1    0    0    0    0    1    1    0    345    1    1.1
    0.9;
    7    1    100    35    0    0    1    1    0    345    1    1.1
    0.9;
    8    1    0    0    0    0    1    1    0    345    1    1.1
    0.9;
    9    1    125    50    0    0    1    1    0    345    1    1.1
    0.9;
];
```

```
%% generator data
%   bus Pg   Qg   Qmax Qmin Vg   mBase   status Pmax Pmin Pc1
      Pc2 Qc1min Qc1max Qc2min Qc2max ramp_agc
      ramp_10 ramp_30 ramp_q apf
mpc.gen = [
    1    0    0    300 -300 1    100    1    250    10    0    0
    0    0    0    0    0    0    0    0    0;
    2   163    0    300 -300 1    100    1    300    10    0    0
    0    0    0    0    0    0    0    0    0;
    %3   85    0    300 -300 1    100    1    270    10    0    0
    0    0    0    0    0    0    0    0    0;
];
```

```
%% branch data
%   fbus tbus r   x   b   rateA rateB rateC ratio angle status
      angmin angmax
mpc.branch = [
```

```

1      4      0      0.0576      0      250      250      250      0      0      1
-360 360;
4      5      0.017 0.092 0.158 250      250      250      0      0      1      -360
360;
5      6      0.039 0.17  0.358 150      150      150      0      0      1      -360
360;
3      6      0      0.0586      0      300      300      300      0      0      1
-360 360;
6      7      0.0119      0.1008      0.209 150      150      150      0      0
1      -360 360;
7      8      0.0085      0.072 0.149 250      250      250      0      0      1
-360 360;
8      2      0      0.0625      0      250      250      250      0      0      1
-360 360;
8      9      0.032 0.161 0.306 250      250      250      0      0      1      -360
360;
9      4      0.01  0.085 0.176 250      250      250      0      0      1      -360
360;
];

%%----- OPF Data -----%%
%% generator cost data
%      1      startup      shutdown      n      x1      y1      ...      xn      yn
%      2      startup      shutdown      n      c(n-1) ...      c0
mpc.gencost = [
2      1500 0      3      0.11 5      150;
2      2000 0      3      0.085 1.2 600;
2      3000 0      3      0.1225 1      335;
];

```

ANEXO II

CÓDIGO UTILIZADO PARA A SIMULAÇÃO DO SISTEMA DE 30 BARRAS COM INSERÇÃO DO PARQUE EÓLICO

```

function mpc = case30

%CASE30      Power flow data for 30 bus, 6 generator case.

%      Please see CASEFORMAT for details on the case file format.

```



```

%

%   Based on data from ...

%   Alsac, O. & Stott, B., "Optimal Load Flow with Steady State
Security",

%   IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS 93, No. 3,

%   1974, pp. 745-751.

%   ... with branch parameters rounded to nearest 0.01, shunt values
divided

%   by 100 and shunt on bus 10 moved to bus 5, load at bus 5 zeroed out.

%   Generator locations, costs and limits and bus areas were taken from ...

%   Ferrero, R.W., Shahidehpour, S.M., Ramesh, V.C., "Transaction
analysis

%   in deregulated power systems using game theory", IEEE Transactions on

%   Power Systems, Vol. 12, No. 3, Aug 1997, pp. 1340-1347.

%   Generator Q limits were derived from Alsac & Stott, using their Pmax

%   capacities. V limits and line |S| limits taken from Alsac & Stott.


%   MATPOWER

%   $Id: case30.m 2408 2014-10-22 20:41:33Z ray $


%% MATPOWER Case Format : Version 2

mpc.version = '2';

v_data=
[0;1;2;3;4;5;6;7;8;9;10;11;12;13;14;15;16;17;18;19;20;21;22;23;24;25];

P_data =
[0;0;58;185;400;745;1200;1790;2450;3120;3660;4000;4200;4200;4200;4200;4200;
4200;4200;4200;4200;4200;4200;4200;4200;4200;4200;4200];

c=8.46;

k=3.18;

```

```

v=wblrnd(c,k);

P0=interp1(v_data,P_data,v);

n_aero=9;

Pt=n_aero.*P0;

y=-Pt/1000;


%%----- Power Flow Data -----%%

%% system MVA base

mpc.baseMVA = 100;


%% bus data

%      bus_i type  Pd   Qd   Gs   Bs   area  Vm   Va   baseKV   zone
      Vmax  Vmin

mpc.bus = [

      1      3      0      0      0      0      1      1      0      135      1      1.05
      0.95;

      2      2     21.7    12.7    0      0      1      1      0      135      1      1.1
      0.95;

      3      1      2.4      1.2    0      0      1      1      0      135      1      1.05
      0.95;

      4      1      7.6      1.6    0      0      1      1      0      135      1      1.05
      0.95;

      5      1      0      0      0      0.19    1      1      0      135      1      1.05
      0.95;

      6      1      0      0      0      0      1      1      0      135      1      1.05
      0.95;

      7      1     22.8    10.9    0      0      1      1      0      135      1      1.05
      0.95;

```

8	1	30	30	0	0	1	1	0	135	1	1.05
0.95;											
9	1	0	0	0	0	1	1	0	135	1	1.05
0.95;											
10	1	5.8	2	0	0	3	1	0	135	1	1.05
0.95;											
11	1	0	0	0	0	1	1	0	135	1	1.05
0.95;											
12	1	11.2	7.5	0	0	2	1	0	135	1	1.05
0.95;											
13	1	y	0	0	0	2	1	0	135	1	1.1
0.95;											
14	1	6.2	1.6	0	0	2	1	0	135	1	1.05
0.95;											
15	1	8.2	2.5	0	0	2	1	0	135	1	1.05
0.95;											
16	1	3.5	1.8	0	0	2	1	0	135	1	1.05
0.95;											
17	1	9	5.8	0	0	2	1	0	135	1	1.05
0.95;											
18	1	3.2	0.9	0	0	2	1	0	135	1	1.05
0.95;											
19	1	9.5	3.4	0	0	2	1	0	135	1	1.05
0.95;											
20	1	2.2	0.7	0	0	2	1	0	135	1	1.05
0.95;											
21	1	17.5	11.2	0	0	3	1	0	135	1	1.05
0.95;											
22	2	0	0	0	0	3	1	0	135	1	1.1
0.95;											
23	2	3.2	1.6	0	0	2	1	0	135	1	1.1
0.95;											

```

24    1    8.7    6.7    0    0.04    3    1    0    135    1    1.05
0.95;

25    1    0    0    0    0    3    1    0    135    1    1.05
0.95;

26    1    3.5    2.3    0    0    3    1    0    135    1    1.05
0.95;

27    2    0    0    0    0    3    1    0    135    1    1.1
0.95;

28    1    0    0    0    0    1    1    0    135    1    1.05
0.95;

29    1    2.4    0.9    0    0    3    1    0    135    1    1.05
0.95;

30    1    10.6    1.9    0    0    3    1    0    135    1    1.05
0.95;

];

```

```
%% generator data
```

```

%      bus    Pg    Qg    Qmax    Qmin    Vg    mBase    status    Pmax    Pmin    Pc1
      Pc2    Qc1min    Qc1max    Qc2min    Qc2max    ramp_agc
      ramp_10    ramp_30    ramp_q    apf

```

```

mpc.gen = [
    1    23.54    0    150    -20    1    100    1    80    0    0    0
    0    0    0    0    0    0    0    0    0;

    2    60.97    0    60    -20    1    100    1    80    0    0    0
    0    0    0    0    0    0    0    0    0;

    22    21.59    0    62.5    -15    1    100    1    50    0    0    0
    0    0    0    0    0    0    0    0    0;

    27    26.91    0    48.7    -15    1    100    1    55    0    0    0
    0    0    0    0    0    0    0    0    0;

    23    19.2    0    40    -10    1    100    1    30    0    0    0
    0    0    0    0    0    0    0    0    0;

```

```

        %13    37    0    44.7  -15    1    100    1    40    0    0    0
        0      0    0      0      0      0      0      0    0;

];

%% branch data

%      fbus  tbus  r      x      b      rateA rateB rateC ratio angle status
      angmin      angmax

mpc.branch = [

    1      2      0.02  0.06  0.03  130    130    130    0      0      1      -360
    360;

    1      3      0.05  0.19  0.02  130    130    130    0      0      1      -360
    360;

    2      4      0.06  0.17  0.02   65     65     65    0      0      1      -360
    360;

    3      4      0.01  0.04  0      130    130    130    0      0      1      -360
    360;

    2      5      0.05  0.2   0.02  130    130    130    0      0      1      -360
    360;

    2      6      0.06  0.18  0.02   65     65     65    0      0      1      -360
    360;

    4      6      0.01  0.04  0      90     90     90    0      0      1      -360
    360;

    5      7      0.05  0.12  0.01   70     70     70    0      0      1      -360
    360;

    6      7      0.03  0.08  0.01  130    130    130    0      0      1      -360
    360;

    6      8      0.01  0.04  0      32     32     32    0      0      1      -360
    360;

    6      9      0      0.21  0      65     65     65    0      0      1      -360
    360;

    6     10      0      0.56  0      32     32     32    0      0      1      -360
    360;

```

9	11	0	0.21	0	65	65	65	0	0	1	-360
360;											
9	10	0	0.11	0	65	65	65	0	0	1	-360
360;											
4	12	0	0.26	0	65	65	65	0	0	1	-360
360;											
12	13	0	0.14	0	65	65	65	0	0	1	-360
360;											
12	14	0.12	0.26	0	32	32	32	0	0	1	-360
360;											
12	15	0.07	0.13	0	32	32	32	0	0	1	-360
360;											
12	16	0.09	0.2	0	32	32	32	0	0	1	-360
360;											
14	15	0.22	0.2	0	16	16	16	0	0	1	-360
360;											
16	17	0.08	0.19	0	16	16	16	0	0	1	-360
360;											
15	18	0.11	0.22	0	16	16	16	0	0	1	-360
360;											
18	19	0.06	0.13	0	16	16	16	0	0	1	-360
360;											
19	20	0.03	0.07	0	32	32	32	0	0	1	-360
360;											
10	20	0.09	0.21	0	32	32	32	0	0	1	-360
360;											
10	17	0.03	0.08	0	32	32	32	0	0	1	-360
360;											
10	21	0.03	0.07	0	32	32	32	0	0	1	-360
360;											
10	22	0.07	0.15	0	32	32	32	0	0	1	-360
360;											

```

21    22    0.01  0.02  0    32    32    32    0    0    1    -360
360;

15    23    0.1   0.2   0    16    16    16    0    0    1    -360
360;

22    24    0.12  0.18  0    16    16    16    0    0    1    -360
360;

23    24    0.13  0.27  0    16    16    16    0    0    1    -360
360;

24    25    0.19  0.33  0    16    16    16    0    0    1    -360
360;

25    26    0.25  0.38  0    16    16    16    0    0    1    -360
360;

25    27    0.11  0.21  0    16    16    16    0    0    1    -360
360;

28    27    0     0.4   0    65    65    65    0    0    1    -360
360;

27    29    0.22  0.42  0    16    16    16    0    0    1    -360
360;

27    30    0.32  0.6   0    16    16    16    0    0    1    -360
360;

29    30    0.24  0.45  0    16    16    16    0    0    1    -360
360;

8     28    0.06  0.2   0.02  32    32    32    0    0    1    -360
360;

6     28    0.02  0.06  0.01  32    32    32    0    0    1    -360
360;

];

```

```
%%----- OPF Data -----%%
```

```
%% generator cost data
```

```

%      1      startup      shutdown      n      x1      y1      ...      xn      yn
%      2      startup      shutdown      n      c(n-1)      ...      c0

```

```

mpc.gencost = [

    2      0      0      3      0.02  2      0;

    2      0      0      3      0.0175      1.75  0;

    2      0      0      3      0.0625      1      0;

    2      0      0      3      0.00834      3.25  0;

    2      0      0      3      0.025  3      0;

    2      0      0      3      0.025  3      0;

];

```

ANEXO III

CÓDIGO DO FLUXO DE CARGA DO SISTEMA DE 9 BARRAS (UTILIZANDO DADOS DO MATPOWER)

```

function [MVAbase, bus, gen, branch, success, et] = ...
    runpf(casedata, mpopt, fname, solvedcase)
%RUNPF  Runs a power flow.
%  [RESULTS, SUCCESS] = RUNPF(CASEDATA, MPOPT, FNAME, SOLVEDCASE)
%
%  Runs a power flow (full AC Newton's method by default), optionally
%  returning a RESULTS struct and SUCCESS flag.
%
%  Inputs (all are optional):
%      CASEDATA : either a MATPOWER case struct or a string containing
%                  the name of the file with the case data (default is 'case9')
%                  (see also CASEFORMAT and LOADCASE)
%      MPOPT : MATPOWER options struct to override default options
%              can be used to specify the solution algorithm, output options
%              termination tolerances, and more (see also MPOPTION).
%      FNAME : name of a file to which the pretty-printed output will
%              be appended
%      SOLVEDCASE : name of file to which the solved case will be saved
%                  in MATPOWER case format (M-file will be assumed unless the
%                  specified name ends with '.mat')
%
%  Outputs (all are optional):
%      RESULTS : results struct, with the following fields:
%                  (all fields from the input MATPOWER case, i.e. bus, branch,
%                  gen, etc., but with solved voltages, power flows, etc.)
%                  order - info used in external <-> internal data conversion
%                  et - elapsed time in seconds
%                  success - success flag, 1 = succeeded, 0 = failed
%      SUCCESS : the success flag can additionally be returned as
%                  a second output argument
%
%  Calling syntax options:
%      results = runpf;

```



```

%      results = runpf(casedata);
%      results = runpf(casedata, mpopt);
%      results = runpf(casedata, mpopt, fname);
%      results = runpf(casedata, mpopt, fname, solvedcase);
%      [results, success] = runpf(...);
%
%      Alternatively, for compatibility with previous versions of
MATPOWER,
%      some of the results can be returned as individual output arguments:
%
%      [baseMVA, bus, gen, branch, success, et] = runpf(...);
%
%      If the pf.enforce_q_lims option is set to true (default is false) then,
if
%      any generator reactive power limit is violated after running the AC
power
%      flow, the corresponding bus is converted to a PQ bus, with Qg at the
%      limit, and the case is re-run. The voltage magnitude at the bus will
%      deviate from the specified value in order to satisfy the reactive power
%      limit. If the reference bus is converted to PQ, the first remaining PV
%      bus will be used as the slack bus for the next iteration. This may
%      result in the real power output at this generator being slightly off
%      from the specified values.
%
%      Examples:
%      results = runpf('case30');
%      results = runpf('case30', mpoption('pf.enforce_q_lims', 1));
%
%      See also RUNDCPF.

%      MATPOWER
%      Copyright (c) 1996-2015 by Power System Engineering Research Center
(PSERC)
%      by Ray Zimmerman, PSERC Cornell
%      Enforcing of generator Q limits inspired by contributions
%      from Mu Lin, Lincoln University, New Zealand (1/14/05).
%
%      $Id: runpf.m 2644 2015-03-11 19:34:22Z ray $
%
%      This file is part of MATPOWER.
%      Covered by the 3-clause BSD License (see LICENSE file for details).
%      See http://www.pserc.cornell.edu/matpower/ for more info.

%%----- initialize -----
%% define named indices into bus, gen, branch matrices
[PQ, PV, REF, NONE, BUS_I, BUS_TYPE, PD, QD, GS, BS, BUS_AREA, VM, ...
  VA, BASE_KV, ZONE, VMAX, VMIN, LAM_P, LAM_Q, MU_VMAX, MU_VMIN] =
idx_bus;
[F_BUS, T_BUS, BR_R, BR_X, BR_B, RATE_A, RATE_B, RATE_C, ...
  TAP, SHIFT, BR_STATUS, PF, QF, PT, QT, MU_SF, MU_ST, ...
  ANGMIN, ANGMAX, MU_ANGMIN, MU_ANGMAX] = idx_brch;
[GEN_BUS, PG, QG, QMAX, QMIN, VG, MBASE, GEN_STATUS, PMAX, PMIN, ...
  MU_PMAX, MU_PMIN, MU_QMAX, MU_QMIN, PC1, PC2, QC1MIN, QC1MAX, ...
  QC2MIN, QC2MAX, RAMP_AGC, RAMP_10, RAMP_30, RAMP_Q, APF] = idx_gen;

%% default arguments

%%% funcao
%%%x(i)=simulation_output;

bus_matriz=[];
matriz_pq=[];

```

```

matriz_geracao= [];
fluxo_linhas= [];
for i=1:1000

if nargin < 4
    solvedcase = '';                %% don't save solved case
    if nargin < 3
        fname = '';                %% don't print results to a file
        if nargin < 2
            mpopt = mpoption;        %% use default options
            if nargin < 1
                casedata = 'case9'; %% default data file is 'case9.m'
            end
        end
    end
end
end

%% options
qlim = mpopt.pf.enforce_q_lims;      %% enforce Q limits on gens?
dc = strcmp(upper(mpopt.model), 'DC'); %% use DC formulation?

%% read data
mpc = loadcase(casedata);

%% add zero columns to branch for flows if needed
if size(mpc.branch,2) < QT
    mpc.branch = [ mpc.branch zeros(size(mpc.branch, 1), QT-
size(mpc.branch,2)) ];
end

%% convert to internal indexing
mpc = ext2int(mpc);
[baseMVA, bus, gen, branch] = deal(mpc.baseMVA, mpc.bus, mpc.gen,
mpc.branch);

%% get bus index lists of each type of bus
[ref, pv, pq] = bustypes(bus, gen);

%% generator info
on = find(gen(:, GEN_STATUS) > 0);    %% which generators are on?
gbus = gen(on, GEN_BUS);              %% what buses are they at?

%%----- run the power flow -----
t0 = clock;
if mpopt.verbose > 0
    v = mpver('all');
    fprintf('\nMATPOWER Version %s, %s', v.Version, v.Date);
end
if dc                                %% DC formulation
    if mpopt.verbose > 0
        fprintf(' -- DC Power Flow\n');
    end
    %% initial state
    Va0 = bus(:, VA) * (pi/180);

```

```

%% build B matrices and phase shift injections
[B, Bf, Pbusinj, Pfinj] = makeBdc(baseMVA, bus, branch);

%% compute complex bus power injections (generation - load)
%% adjusted for phase shifters and real shunts
Pbus = real(makeSbus(baseMVA, bus, gen)) - Pbusinj - bus(:, GS) /
baseMVA;

%% "run" the power flow
Va = dcpf(B, Pbus, Va0, ref, pv, pq);

%% update data matrices with solution
branch(:, [QF, QT]) = zeros(size(branch, 1), 2);
branch(:, PF) = (Bf * Va + Pfinj) * baseMVA;
branch(:, PT) = -branch(:, PF);
bus(:, VM) = ones(size(bus, 1), 1);
bus(:, VA) = Va * (180/pi);
%% update Pg for slack generator (1st gen at ref bus)
%% (note: other gens at ref bus are accounted for in Pbus)
%% Pg = Pinj + Pload + Gs
%% newPg = oldPg + newPinj - oldPinj
refgen = zeros(size(ref));
for k = 1:length(ref)
    temp = find(gbus == ref(k));
    refgen(k) = on(temp(1));
end
gen(refgen, PG) = gen(refgen, PG) + (B(ref, :) * Va - Pbus(ref)) *
baseMVA;

success = 1;
else %% AC formulation
    alg = upper(mpopt.pf.alg);
    if mpopt.verbose > 0
        switch alg
            case 'NR'
                solver = 'Newton';
            case 'FDXB'
                solver = 'fast-decoupled, XB';
            case 'FDBX'
                solver = 'fast-decoupled, BX';
            case 'GS'
                solver = 'Gauss-Seidel';
            otherwise
                solver = 'unknown';
        end
        fprintf(' -- AC Power Flow (%s)\n', solver);
    end
    %% initial state
    % V0 = ones(size(bus, 1), 1); %% flat start
    V0 = bus(:, VM) .* exp(sqrt(-1) * pi/180 * bus(:, VA));
    vcb = ones(size(V0)); %% create mask of voltage-controlled
buses
    vcb(pq) = 0; %% exclude PQ buses
    k = find(vcb(gbus)); %% in-service gens at v-c buses
    V0(gbus(k)) = gen(on(k), VG) ./ abs(V0(gbus(k))) * V0(gbus(k));

    if qlim
        ref0 = ref; %% save index and angle of
        Varef0 = bus(ref0, VA); %% original reference bus(es)
        limited = []; %% list of indices of gens @ Q
    end
    fixedQg = zeros(size(gen, 1), 1); %% Qg of gens at Q limits

```

```

end

%% build admittance matrices
[Ybus, Yf, Yt] = makeYbus(baseMVA, bus, branch);

%repeat = 1;
% while (repeat)
    %%%% for i=1:100
    %%all the statements you want to run 100 times
    %%% x(i)=simulation_output;
%end

    %% compute complex bus power injections (generation - load)
    Sbus = makeSbus(baseMVA, bus, gen);

    %% run the power flow
    switch alg
        case 'NR'
            [V, success, iterations] = newtonpf(Ybus, Sbus, V0, ref,
pv, pq, mpopt);
        case {'FDXB', 'FDBX'}
            [Bp, Bpp] = makeB(baseMVA, bus, branch, alg);
            [V, success, iterations] = fdpf(Ybus, Sbus, V0, Bp, Bpp,
ref, pv, pq, mpopt);
        case 'GS'
            [V, success, iterations] = gausspf(Ybus, Sbus, V0, ref, pv,
pq, mpopt);
        otherwise
            error('Only Newton''s method, fast-decoupled, and Gauss-
Seidel power flow algorithms currently implemented.');
```

end

```

    %% update data matrices with solution
    [bus, gen, branch] = pfsoln(baseMVA, bus, gen, branch, Ybus, Yf,
Yt, V, ref, pv, pq);

    if qlim                %% enforce generator Q limits
        %% find gens with violated Q constraints
        mx = find( gen(:, GEN_STATUS) > 0 ...
            & gen(:, QG) > gen(:, QMAX) + mpopt.opf.violation );
        mn = find( gen(:, GEN_STATUS) > 0 ...
            & gen(:, QG) < gen(:, QMIN) - mpopt.opf.violation );

        if ~isempty(mx) || ~isempty(mn)    %% we have some Q limit
violations
violating)
            %% first check for INFEASIBILITY (all remaining gens
infeas = union(mx', mn'))'; %% transposes handle fact that
            %% union of scalars is a row vector
            remaining = find( gen(:, GEN_STATUS) > 0 & ...
                ( bus(gen(:, GEN_BUS), BUS_TYPE) == PV |
...
                bus(gen(:, GEN_BUS), BUS_TYPE) == REF ));
            if length(infeas) == length(remaining) && all(infeas ==
remaining)
                if mpopt.verbose
                    fprintf('All %d remaining gens exceed their Q
limits : INFEASIBLE PROBLEM\n', length(infeas));
                end
                success = 0;
                break;
            end
        end
    end
end

```

```

%% one at a time?
if qlim == 2    %% fix largest violation, ignore the rest
    [junk, k] = max([gen(mx, QG) - gen(mx, QMAX);
                    gen(mn, QMIN) - gen(mn, QG)]);
    if k > length(mx)
        mn = mn(k-length(mx));
        mx = [];
    else
        mx = mx(k);
        mn = [];
    end
end

if mpopt.verbose && ~isempty(mx)
    fprintf('Gen %d at upper Q limit, converting to PQ
bus\n', mx);
end
if mpopt.verbose && ~isempty(mn)
    fprintf('Gen %d at lower Q limit, converting to PQ
bus\n', mn);
end

%% save corresponding limit values
fixedQg(mx) = gen(mx, QMAX);
fixedQg(mn) = gen(mn, QMIN);
mx = [mx;mn];

%% convert to PQ bus
gen(mx, QG) = fixedQg(mx);    %% set Qg to binding limit
gen(mx, GEN_STATUS) = 0;    %% temporarily turn off

for i = 1:length(mx)    %% (one at a time, since
    bi = gen(mx(i), GEN_BUS);    %% they may be at same
    bus(bi, [PD,QD]) = ...    %% adjust load accordingly,
        bus(bi, [PD,QD]) - gen(mx(i), [PG,QG]);
end
if length(ref) > 1 && any(bus(gen(mx, GEN_BUS), BUS_TYPE)
== REF)
    error('Sorry, MATPOWER cannot enforce Q limits for
slack buses in systems with multiple slacks.');
```

end

```

    bus(gen(mx, GEN_BUS), BUS_TYPE) = PQ;    %% & set bus type
    to PQ

%% update bus index lists of each type of bus
ref_temp = ref;
[ref, pv, pq] = bustypes(bus, gen);
%% previous line can modify lists to select new REF bus
%% if there was none, so we should update bus with these
%% just to keep them consistent
if ref ~= ref_temp
    bus(ref, BUS_TYPE) = REF;
    bus(pv, BUS_TYPE) = PV;
    if mpopt.verbose
        fprintf('Bus %d is new slack bus\n', ref);
    end
end
limited = [limited; mx];
else
    repeat = 0; %% no more generator Q limits violated
end

```

```

        else
            repeat = 0;        %% don't enforce generator Q limits, once is
enough
        end
    end
    if qlim && ~isempty(limited)
        %% restore injections from limited gens (those at Q limits)
        gen(limited, QG) = fixedQg(limited);    %% restore Qg value,
        for i = 1:length(limited)                %% (one at a time, since
            bi = gen(limited(i), GEN_BUS);        %% they may be at same
bus)
            bus(bi, [PD,QD]) = ...                %% re-adjust load,
                bus(bi, [PD,QD]) + gen(limited(i), [PG,QG]);
        end
        gen(limited, GEN_STATUS) = 1;            %% and turn gen back on
        if ref ~= ref0
            %% adjust voltage angles to make original ref bus correct
            bus(:, VA) = bus(:, VA) - bus(ref0, VA) + Varef0;
        end
    end
    end
    %pq_matriz=[pq_matriz results.gen(:,3)]
    %pq_matriz=[pq_matriz results.gen ]

    % bus_matriz=[bus_matriz V];

mpc.et = etime(clock, t0);
mpc.success = success;

%save pq_matriz pq_matriz;
%save bus_matriz;

%%----- output results -----
%% convert back to original bus numbering & print results
[mpc.bus, mpc.gen, mpc.branch] = deal(bus, gen, branch);
results = int2ext(mpc);
bus_matriz= [bus_matriz V]
x=1:1000;
u=abs(bus_matriz);
save bus_matriz bus_matriz;
save u u;
matriz_pq=[matriz_pq mpc.bus(:,3)]
save matriz_pq matriz_pq;
matriz_geracao=[matriz_geracao mpc.gen(:,2)]
save matriz_geracao matriz_geracao;
fluxo_linhas=[fluxo_linhas mpc.branch(:,14)];
save fluxo_linhas fluxo_linhas;
%figure(1);
%plot(x,u(1,:));% ,x,u(2,:),x,u(3,:))
%figure(2)
%plot(x,u(4,:),x,u(5,:),x,u(6,:),x,u(7,:),x,u(8,:),x,u(9,:))
    end
figure(1);
plot(x,u(1,:),x,u(2,:),x,u(3,:));
ylabel('Tensão(pu)');
xlabel('Número de amostras');
legend('Barra de Slack','Barra PV','Barra PQ(Parque
Eólico)','Location','SouthEastOutside')
figure(2);
plot(x,u(4,:),x,u(5,:),x,u(6,:),x,u(7,:),x,u(8,:),x,u(9,:));
legend('Barra 4','Barra 5','Barra 6','Barra 7','Barra 8','Barra
9','Location','SouthEastOutside')
ylabel('Tensão(pu)');

```

```

xlabel('Número de amostras');
figure(3);
plot(x,matriz_geracao(1,:),x,-matriz_pq(3,:));
ylabel('potência (MW)');
xlabel('Número de amostras');
legend('Geração Barra de Slack','Geração Parque
Eólico','Location','SouthEastOutside')
figure(4);
plot(x,fluxo_linhas(2,:),x,-fluxo_linhas(9,:));
ylabel('potência (MW)');
xlabel('Número de amostras');
legend('Fluxo Linhas 4-5','Fluxo Linhas 4-9','Location','SouthEastOutside')
z1=mean(u(1,:));
z2=mean(u(2,:));
z3=mean(u(3,:));
z4=mean(u(4,:));
z5=mean(u(5,:));
z6=mean(u(6,:));
z7=mean(u(7,:));
z8=mean(u(8,:));
z9=mean(u(9,:));
z=[z1 z2 z3 z4 z5 z6 z7 z8 z9];
save z z;
y1=std(u(1,:));
y2=std(u(2,:));
y3=std(u(3,:));
y4=std(u(4,:));
y5=std(u(5,:));
y6=std(u(6,:));
y7=std(u(7,:));
y8=std(u(8,:));
y9=std(u(9,:));
y=[y1 y2 y3 y4 y5 y6 y7 y8 y9];
save y y;
media_fluxo2=mean(fluxo_linhas(2,:));
media_fluxo9=mean(fluxo_linhas(9,:));
desvio_fluxo2=std(fluxo_linhas(2,:));
desvio_fluxo9=std(fluxo_linhas(9,:));
media_fluxo=[media_fluxo2 media_fluxo9];
desvio_fluxo=[desvio_fluxo2 desvio_fluxo9];
save media_fluxo media_fluxo;
save desvio_fluxo desvio_fluxo;
potencia_mediab1=mean(matriz_geracao(1,:));
potencia_mediab3=mean(-matriz_pq(3,:));
potencia_desviob1=std(matriz_geracao(1,:));
potencia_desviob3=std(-matriz_pq(3,:));
potencia_media=[potencia_mediab1 potencia_mediab3];
potencia_desvio=[potencia_desviob1 potencia_desviob3];
save potencia_media potencia_media;
save potencia_desvio potencia_desvio;

```

```

%% zero out result fields of out-of-service gens & branches
if ~isempty(results.order.gen.status.off)
    results.gen(results.order.gen.status.off, [PG QG]) = 0;
end
if ~isempty(results.order.branch.status.off)
    results.branch(results.order.branch.status.off, [PF QF PT QT]) = 0;
end

```

```

end

if fname
    [fd, msg] = fopen(fname, 'at');
    if fd == -1
        error(msg);
    else
        if mpopt.out.all == 0
            fprintf(results, fd, mpooption(mpopt, 'out.all', -1));
        else
            fprintf(results, fd, mpopt);
        end
        fclose(fd);
    end
end
fprintf(results, 1, mpopt);

%% save solved case
if solvedcase
    savecase(solvedcase, results);
end

if nargout == 1 || nargout == 2
    MVAbase = results;
    bus = success;
elseif nargout > 2
    [MVAbase, bus, gen, branch, et] = ...
        deal(results.baseMVA, results.bus, results.gen, results.branch,
results.et);
% else %% don't define MVAbase, so it doesn't print anything
%pq_matriz=[pq_matriz results.gen(:,3)]
%save pq_matriz pq _matriz;
%hist(abs(bus_matriz(13,:)));
%figure(1);
%plot(x,u(1,:));
end
end
end

```

ANEXO IV

CÓDIGO UTILIZADO PARA A RESOLUÇÃO DO PROBLEMA DE FLUXO DE CARGA PARA O SISTEMA DE 30 BARRAS (UTILIZANDO DADOS DO MATPOWER)

```

function [MVAbase, bus, gen, branch, success, et] = ...
    runpf(casedata, mpopt, fname, solvedcase)
%RUNPF Runs a power flow.
% [RESULTS, SUCCESS] = RUNPF(CASEDATA, MPOPT, FNAME, SOLVEDCASE)
%
% Runs a power flow (full AC Newton's method by default), optionally
% returning a RESULTS struct and SUCCESS flag.
%
% Inputs (all are optional):
% CASEDATA : either a MATPOWER case struct or a string containing
%             the name of the file with the case data (default is 'case9')
%             (see also CASEFORMAT and LOADCASE)
% MPOPT : MATPOWER options struct to override default options
%          can be used to specify the solution algorithm, output options
%          termination tolerances, and more (see also MPOPTION).

```



```

%      FNAME : name of a file to which the pretty-printed output will
%             be appended
%      SOLVEDCASE : name of file to which the solved case will be saved
%                  in MATPOWER case format (M-file will be assumed unless the
%                  specified name ends with '.mat')
%
% Outputs (all are optional):
%      RESULTS : results struct, with the following fields:
%                (all fields from the input MATPOWER case, i.e. bus, branch,
%                gen, etc., but with solved voltages, power flows, etc.)
%                order - info used in external <-> internal data conversion
%                et - elapsed time in seconds
%                success - success flag, 1 = succeeded, 0 = failed
%      SUCCESS : the success flag can additionally be returned as
%                a second output argument
%
% Calling syntax options:
%      results = runpf;
%      results = runpf(casedata);
%      results = runpf(casedata, mpopt);
%      results = runpf(casedata, mpopt, fname);
%      results = runpf(casedata, mpopt, fname, solvedcase);
%      [results, success] = runpf(...);
%
%      Alternatively, for compatibility with previous versions of
MATPOWER,
%      some of the results can be returned as individual output arguments:
%
%      [baseMVA, bus, gen, branch, success, et] = runpf(...);
%
% If the pf.enforce_q_lims option is set to true (default is false) then,
if
% any generator reactive power limit is violated after running the AC
power
% flow, the corresponding bus is converted to a PQ bus, with Qg at the
% limit, and the case is re-run. The voltage magnitude at the bus will
% deviate from the specified value in order to satisfy the reactive power
% limit. If the reference bus is converted to PQ, the first remaining PV
% bus will be used as the slack bus for the next iteration. This may
% result in the real power output at this generator being slightly off
% from the specified values.
%
% Examples:
%      results = runpf('case30');
%      results = runpf('case30', mpoption('pf.enforce_q_lims', 1));
%
% See also RUNDCPF.
%
% MATPOWER
% Copyright (c) 1996-2015 by Power System Engineering Research Center
(PSERC)
% by Ray Zimmerman, PSERC Cornell
% Enforcing of generator Q limits inspired by contributions
% from Mu Lin, Lincoln University, New Zealand (1/14/05).
%
% $Id: runpf.m 2644 2015-03-11 19:34:22Z ray $
%
% This file is part of MATPOWER.
% Covered by the 3-clause BSD License (see LICENSE file for details).
% See http://www.pserc.cornell.edu/matpower/ for more info.
%
%%----- initialize -----
%% define named indices into bus, gen, branch matrices

```

```

[PQ, PV, REF, NONE, BUS_I, BUS_TYPE, PD, QD, GS, BS, BUS_AREA, VM, ...
  VA, BASE_KV, ZONE, VMAX, VMIN, LAM_P, LAM_Q, MU_VMAX, MU_VMIN] =
idx_bus;
[F_BUS, T_BUS, BR_R, BR_X, BR_B, RATE_A, RATE_B, RATE_C, ...
  TAP, SHIFT, BR_STATUS, PF, QF, PT, QT, MU_SF, MU_ST, ...
  ANGMIN, ANGMAX, MU_ANGMIN, MU_ANGMAX] = idx_brch;
[GEN_BUS, PG, QG, QMAX, QMIN, VG, MBASE, GEN_STATUS, PMAX, PMIN, ...
  MU_PMAX, MU_PMIN, MU_QMAX, MU_QMIN, PC1, PC2, QC1MIN, QC1MAX, ...
  QC2MIN, QC2MAX, RAMP_AGC, RAMP_10, RAMP_30, RAMP_Q, APF] = idx_gen;

%% default arguments

%%%% funcao
%%x(i)=simulation_output;

bus_matriz_30=[];
matriz_pq_30=[];
matriz_geracao_30= [];
fluxo_linhas_30= [];
for i=1:1000

if nargin < 4
    solvedcase = ''; % don't save solved case
    if nargin < 3
        fname = ''; % don't print results to a file
        if nargin < 2
            mpopt = mpoption; % use default options
            if nargin < 1
                casedata = 'case9'; % default data file is 'case9.m'
            end
        end
    end
end

end

%% options
qlim = mpopt.pf.enforce_q_lims; % enforce Q limits on gens?
dc = strcmp(upper(mpopt.model), 'DC'); % use DC formulation?

%% read data
mpc = loadcase(casedata);

%% add zero columns to branch for flows if needed
if size(mpc.branch,2) < QT
    mpc.branch = [ mpc.branch zeros(size(mpc.branch, 1), QT-
size(mpc.branch,2)) ];
end

%% convert to internal indexing
mpc = ext2int(mpc);
[baseMVA, bus, gen, branch] = deal(mpc.baseMVA, mpc.bus, mpc.gen,
mpc.branch);

%% get bus index lists of each type of bus
[ref, pv, pq] = bustypes(bus, gen);

%% generator info
on = find(gen(:, GEN_STATUS) > 0); % which generators are on?
gbus = gen(on, GEN_BUS); % what buses are they at?

```

```

%%----- run the power flow -----
t0 = clock;
if mpopt.verbose > 0
    v = mpver('all');
    fprintf('\nMATPOWER Version %s, %s', v.Version, v.Date);
end
if dc                                     %% DC formulation
    if mpopt.verbose > 0
        fprintf(' -- DC Power Flow\n');
    end
    %% initial state
    Va0 = bus(:, VA) * (pi/180);

    %% build B matrices and phase shift injections
    [B, Bf, Pbusinj, Pfinj] = makeBdc(baseMVA, bus, branch);

    %% compute complex bus power injections (generation - load)
    %% adjusted for phase shifters and real shunts
    Pbus = real(makeSbus(baseMVA, bus, gen)) - Pbusinj - bus(:, GS) /
baseMVA;

    %% "run" the power flow
    Va = dcpf(B, Pbus, Va0, ref, pv, pq);

    %% update data matrices with solution
    branch(:, [QF, QT]) = zeros(size(branch, 1), 2);
    branch(:, PF) = (Bf * Va + Pfinj) * baseMVA;
    branch(:, PT) = -branch(:, PF);
    bus(:, VM) = ones(size(bus, 1), 1);
    bus(:, VA) = Va * (180/pi);
    %% update Pg for slack generator (1st gen at ref bus)
    %% (note: other gens at ref bus are accounted for in Pbus)
    %%      Pg = Pinj + Pload + Gs
    %%      newPg = oldPg + newPinj - oldPinj
    refgen = zeros(size(ref));
    for k = 1:length(ref)
        temp = find(gbus == ref(k));
        refgen(k) = on(temp(1));
    end
    gen(refgen, PG) = gen(refgen, PG) + (B(ref, :) * Va - Pbus(ref)) *
baseMVA;

    success = 1;
else                                     %% AC formulation
    alg = upper(mpoft.pf.alg);
    if mpopt.verbose > 0
        switch alg
            case 'NR'
                solver = 'Newton';
            case 'FDXB'
                solver = 'fast-decoupled, XB';
            case 'FDBX'
                solver = 'fast-decoupled, BX';
            case 'GS'
                solver = 'Gauss-Seidel';
            otherwise
                solver = 'unknown';
        end
        fprintf(' -- AC Power Flow (%s)\n', solver);
    end
    %% initial state
    % V0      = ones(size(bus, 1), 1);           %% flat start

```

```

V0 = bus(:, VM) .* exp(sqrt(-1) * pi/180 * bus(:, VA));
vcb = ones(size(V0));           %% create mask of voltage-controlled
buses
vcb(pq) = 0;                    %% exclude PQ buses
k = find(vcb(gbus));            %% in-service gens at v-c buses
V0(gbus(k)) = gen(on(k), VG) ./ abs(V0(gbus(k))).* V0(gbus(k));

if qlim
    ref0 = ref;                 %% save index and angle of
    Varef0 = bus(ref0, VA);     %% original reference bus(es)
    limited = [];               %% list of indices of gens @ Q
lims
    fixedQg = zeros(size(gen, 1), 1); %% Qg of gens at Q limits
end

%% build admittance matrices
[Ybus, Yf, Yt] = makeYbus(baseMVA, bus, branch);

%repeat = 1;
% while (repeat)
%     %%% for i=1:100
%     %%all the statements you want to run 100 times
%     %%% x(i)=simulation_output;
%end
    %% compute complex bus power injections (generation - load)
    Sbus = makeSbus(baseMVA, bus, gen);

    %% run the power flow
    switch alg
        case 'NR'
            [V, success, iterations] = newtonpf(Ybus, Sbus, V0, ref,
pv, pq, mpopt);
        case {'FDXB', 'FDBX'}
            [Bp, Bpp] = makeB(baseMVA, bus, branch, alg);
            [V, success, iterations] = fdpf(Ybus, Sbus, V0, Bp, Bpp,
ref, pv, pq, mpopt);
        case 'GS'
            [V, success, iterations] = gausspf(Ybus, Sbus, V0, ref, pv,
pq, mpopt);
        otherwise
            error('Only Newton''s method, fast-decoupled, and Gauss-
Seidel power flow algorithms currently implemented.');
```

```

    end

    %% update data matrices with solution
    [bus, gen, branch] = pfsoln(baseMVA, bus, gen, branch, Ybus, Yf,
Yt, V, ref, pv, pq);

    if qlim                %% enforce generator Q limits
        %% find gens with violated Q constraints
        mx = find( gen(:, GEN_STATUS) > 0 ...
            & gen(:, QG) > gen(:, QMAX) + mpopt.opf.violation );
        mn = find( gen(:, GEN_STATUS) > 0 ...
            & gen(:, QG) < gen(:, QMIN) - mpopt.opf.violation );

        if ~isempty(mx) || ~isempty(mn)    %% we have some Q limit
violations
            %% first check for INFEASIBILITY (all remaining gens
violating)
            infeas = union(mx', mn)'; %% transposes handle fact that
            %% union of scalars is a row vector
            remaining = find( gen(:, GEN_STATUS) > 0 & ...

```

```

        ( bus(gen(:, GEN_BUS), BUS_TYPE) == PV |
...
        bus(gen(:, GEN_BUS), BUS_TYPE) == REF ));
    if length(infeas) == length(remaining) && all(infeas ==
remaining)
        if mpop.verbose
            fprintf('All %d remaining gens exceed their Q
limits : INFEASIBLE PROBLEM\n', length(infeas));
        end
        success = 0;
        break;
    end

    %% one at a time?
    if qlim == 2    %% fix largest violation, ignore the rest
        [junk, k] = max([gen(mx, QG) - gen(mx, QMAX);
                        gen(mn, QMIN) - gen(mn, QG)]);
        if k > length(mx)
            mn = mn(k-length(mx));
            mx = [];
        else
            mx = mx(k);
            mn = [];
        end
    end

    if mpop.verbose && ~isempty(mx)
        fprintf('Gen %d at upper Q limit, converting to PQ
bus\n', mx);
    end
    if mpop.verbose && ~isempty(mn)
        fprintf('Gen %d at lower Q limit, converting to PQ
bus\n', mn);
    end

    %% save corresponding limit values
    fixedQg(mx) = gen(mx, QMAX);
    fixedQg(mn) = gen(mn, QMIN);
    mx = [mx;mn];

    %% convert to PQ bus
    gen(mx, QG) = fixedQg(mx);    %% set Qg to binding limit
    gen(mx, GEN_STATUS) = 0;    %% temporarily turn offgen,
    for i = 1:length(mx)    %% (one at a time, since
        bi = gen(mx(i), GEN_BUS);    %% they may be at samebus)
        bus(bi, [PD,QD]) = ...    %% adjust load accordingly,
            bus(bi, [PD,QD]) - gen(mx(i), [PG,QG]);
    end
    if length(ref) > 1 && any(bus(gen(mx, GEN_BUS), BUS_TYPE)
== REF)
        error('Sorry, MATPOWER cannot enforce Q limits for
slack buses in systems with multiple slacks.');
```

end

```

        bus(gen(mx, GEN_BUS), BUS_TYPE) = PQ;    %% & set bus type
to PQ

    %% update bus index lists of each type of bus
    ref_temp = ref;
    [ref, pv, pq] = bustypes(bus, gen);
    %% previous line can modify lists to select new REF bus
    %% if there was none, so we should update bus with these
    %% just to keep them consistent
    if ref ~= ref_temp
```

```

        bus(ref, BUS_TYPE) = REF;
        bus(pv, BUS_TYPE) = PV;
        if mpc.verbose
            fprintf('Bus %d is new slack bus\n', ref);
        end
    end
    limited = [limited; mx];
else
    repeat = 0; %% no more generator Q limits violated
end
else
    repeat = 0; %% don't enforce generator Q limits, once is
enough
end
end
if qlim && ~isempty(limited)
    %% restore injections from limited gens (those at Q limits)
    gen(limited, QG) = fixedQg(limited); %% restore Qg value,
    for i = 1:length(limited) %% (one at a time, since
        bi = gen(limited(i), GEN_BUS); %% they may be at same
bus)
        bus(bi, [PD,QD]) = ... %% re-adjust load,
            bus(bi, [PD,QD]) + gen(limited(i), [PG,QG]);
    end
    gen(limited, GEN_STATUS) = 1; %% and turn gen back on
    if ref ~= ref0
        %% adjust voltage angles to make original ref bus correct
        bus(:, VA) = bus(:, VA) - bus(ref0, VA) + Varef0;
    end
end
    %pq_matriz=[pq_matriz results.gen(:,3)]
    %pq_matriz=[pq_matriz results.gen ]

    % bus_matriz=[bus_matriz V];

mpc.et = etime(clock, t0);
mpc.success = success;

%save pq_matriz pq_matriz;
%save bus_matriz;

%%----- output results -----
%% convert back to original bus numbering & print results
[mpc.bus, mpc.gen, mpc.branch] = deal(bus, gen, branch);
results = int2ext(mpc);
bus_matriz_30= [bus_matriz_30 V]
x=1:1000;
u=abs(bus_matriz_30);
save bus_matriz bus_matriz_30;
save u u;
matriz_pq_30=[matriz_pq_30 mpc.bus(:,3)]
save matriz_pq matriz_pq_30;
matriz_geracao_30=[matriz_geracao_30 mpc.gen(:,2)]
save matriz_geracao matriz_geracao_30;
fluxo_linhas_30=[fluxo_linhas_30 mpc.branch(:,14)];
save fluxo_linhas fluxo_linhas_30;
%figure(1);
%plot(x,u(1,:));% ,x,u(2,:),x,u(3,:))
%figure(2)
%plot(x,u(4,:),x,u(5,:),x,u(6,:),x,u(7,:),x,u(8,:),x,u(9,:))
end
figure(1);
plot(x,u(1,:),x,u(2,:),x,u(13,:));

```

```

ylabel('Tensão(pu)');
xlabel('Número de amostras');
legend('Barra de Slack','Barra PV','Barra PQ(Parque
Eólico)','Location','SouthEastOutside')
figure(2);
plot(x,u(2,:),x,u(3,:),x,u(4,:),x,u(12,:),x,u(14,:),x,u(15,:),x,u(16,:));
legend('Barra 2','Barra 3','Barra 4','Barra 12','Barra 14','Barra
15','Barra 16','Location','SouthEastOutside')
ylabel('Tensão(pu)');
xlabel('Número de amostras');
figure(3);
plot(x,matriz_geracao_30(1,:),x,-matriz_pq_30(13,:));
ylabel('potência (MW)');
xlabel('Número de amostras');
legend('Geração Barra de Slack','Geração Parque
Eólico','Location','SouthEastOutside')
figure(4);
plot(x,fluxo_linhas_30(17,:),x,fluxo_linhas_30(19,:));
ylabel('potência (MW)');
xlabel('Número de amostras');
legend('Fluxo Linhas 12-14','Fluxo Linhas 12-
16','Location','SouthEastOutside')
z1=mean(u(1,:));
z2=mean(u(2,:));
z3=mean(u(3,:));
z4=mean(u(4,:));
z5=mean(u(12,:));
z6=mean(u(13,:));
z7=mean(u(14,:));
z8=mean(u(15,:));
z9=mean(u(16,:));
z30=[z1 z2 z3 z4 z5 z6 z7 z8 z9];
save z30 z30;
y1=std(u(1,:));
y2=std(u(2,:));
y3=std(u(3,:));
y4=std(u(4,:));
y5=std(u(12,:));
y6=std(u(13,:));
y7=std(u(14,:));
y8=std(u(15,:));
y9=std(u(16,:));
y30=[y1 y2 y3 y4 y5 y6 y7 y8 y9];
save y30 y30;
media_fluxo17=mean(fluxo_linhas_30(17,:));
media_fluxo19=mean(fluxo_linhas_30(19,:));
desvio_fluxo17=std(fluxo_linhas_30(17,:));
desvio_fluxo19=std(fluxo_linhas_30(19,:));
media_fluxo_30=[media_fluxo17 media_fluxo19];
desvio_fluxo_30=[desvio_fluxo17 desvio_fluxo19];
save media_fluxo_30 media_fluxo_30;
save desvio_fluxo_30 desvio_fluxo_30;
potencia_mediab1=mean(matriz_geracao_30(1,:));
potencia_mediab13=mean(-matriz_pq_30(13,:));
potencia_desviob1=std(matriz_geracao_30(1,:));
potencia_desviob13=std(matriz_pq_30(13,:));
potencia_media_30=[potencia_mediab1 potencia_mediab13];
potencia_desvio_30=[potencia_desviob1 potencia_desviob13];
save potencia_media_30 potencia_media_30;
save potencia_desvio_30 potencia_desvio_30;

```

```

%% zero out result fields of out-of-service gens & branches
if ~isempty(results.order.gen.status.off)
    results.gen(results.order.gen.status.off, [PG QG]) = 0;
end
if ~isempty(results.order.branch.status.off)
    results.branch(results.order.branch.status.off, [PF QF PT QT]) = 0;
end

if fname
    [fd, msg] = fopen(fname, 'at');
    if fd == -1
        error(msg);
    else
        if mpopt.out.all == 0
            fprintf(results, fd, mpooption(mpopt, 'out.all', -1));
        else
            fprintf(results, fd, mpopt);
        end
        fclose(fd);
    end
end
fprintf(results, 1, mpopt);

%% save solved case
if solvedcase
    savecase(solvedcase, results);
end

if nargout == 1 || nargout == 2
    MVAbase = results;
    bus = success;
elseif nargout > 2
    [MVAbase, bus, gen, branch, et] = ...
        deal(results.baseMVA, results.bus, results.gen, results.branch,
results.et);
% else %% don't define MVAbase, so it doesn't print anything
%pq_matriz=[pq_matriz results.gen(:,3)]
%save pq_matriz pq _matriz;
%hist(abs(bus_matriz(13,:)));
%figure(1);
%plot(x,u(1,:));
end
end_meuP

```